

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2740 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИЕ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m2740)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6Б	Забела Илья Олегович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Клемашева Елена Игорьевна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	-		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Применять базовые естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, в области нефтегазового дела.
P2	Применять базовые профессиональные знания в области нефтегазовых технологий для решения междисциплинарных инженерных задач нефтегазовой отрасли.
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования в сложных условиях с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы
P4	Проявлять осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта
P5	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов
P6	Ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 Максимова Ю.А.

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6Б	Забела Илья Олегович

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2740 метров на нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 76-60/с от 17.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе (наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Тюменская область), с ожидаемым притоком $Q = 350 \text{ м}^3/\text{сутки}$.
---	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<p>1 Горно-геологические условия бурения скважины</p> <p>1.1 Геологическая характеристика разреза скважины</p> <p>1.2 Зоны возможных осложнений</p> <p>1.3 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)</p> <p>2 Технологическая часть проект</p> <p>2.1 Обоснование конструкции скважины</p> <p>2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины</p> <p>2.1.2 Построение графика совмещенных давлений</p> <p>2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</p> <p>2.1.4 Выбор интервалов цементирования</p> <p>2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</p> <p>2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн</p> <p>2.2 Проектирование процессов углубления скважины</p> <p>2.2.1 Выбор способа бурения</p> <p>2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента</p> <p>2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото</p> <p>2.2.4 Расчет частоты вращения долота</p> <p>2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора</p> <p>2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя</p> <p>2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны</p> <p>2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов</p> <p>2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины</p> <p>2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна</p> <p>2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин</p> <p>2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность</p> <p>2.3.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн</p> <p>2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины</p> <p>2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины</p> <p>2.4 Выбор буровой установки</p> <p>3 Муфты для проведения МГРП</p>
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>1. Геолого-технический наряд</p>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Рыжакина Т.Г.
Социальная ответственность	Ассистент, Сечин А.А.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Горно-геологические условия бурения скважины	
Технологическая часть проекта	
Муфты для проведения МГРП	
Финансовый менеджмент, ресурс эффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	К.Х.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6Б	Забела Илья Олегович		

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2020/2021 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврской работы

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.03.2021	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
30.04.2021	2. Технологическая часть проекта	50
14.05.2021	3. Муфты для проведения МГРП	10
21.05.2021	4. Финансовый менеджмент, ресурс эффективность и ресурсосбережение	15
28.05.2021	5. Социальная ответственность	15
03.06.2021	6. Предварительная защита	5

Составил руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	-		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛ
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6Б	Забела Илья Олегович

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Бурение скважин
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/с специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность нововведений и др. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения НТИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Расчет технико-экономических показателей бурения скважины.
2. Планирование и формирование бюджета НТИ	1. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности НТИ	2. Расчет сметной стоимости строительства скважины.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6Б	Забела Илья Олегович		

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
3-2Б6Б	Забела Илья Олегович

Тема работы:

«Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2740 метров на нефтегазовом месторождении»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6Б	Забела Илья Олегович

Школа		Отделение (НОЦ)	
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Бурение скважин

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2740 метров на нефтегазовом месторождении.	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: строительство вертикальной разведочной скважины на нефтегазоконденсатном месторождении.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	-ГОСТ 12.0.003-74 системы стандартов безопасности труда (ССБТ). -ТУ 17-53-10-435-82 – нательная одежда -ТУ-17-06-76-94-81 -ТУ 17-62-55-73 -СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение» -(РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты оснований и сооружений). -ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ -Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности, Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Санитарно-гигиенические требования к организации работ 2.2.3 Требования безопасности при эксплуатации бурового оборудования	-повышенная загазованность рабочей зоны; -повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; - повышенный уровень шума; - повышенный уровень вибрации; - физические перегрузки;
3. Экологическая безопасность:	- Загрязнения водных бассейнов и подземных вод жидкими и твердыми отходами; - пыления грузов при транспортировании, погрузке,

	выгрузке и складировании; - загрязнение атмосферного воздуха от отработавших газов и дыма;
4. Безопасность при ЧС: 4.1 Пожаровзрывоопасность	Возникновение открытых нефтяных и газовых фонтанов. Возгорание.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	А.А. Сечин	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6Б	Забела И.О.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 100 страниц, 10 рисунков, 26 таблицы, 24 источника литературы и 5 приложений.

Выпускная квалификационная работа содержит следующие ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, обсадная колонна, цементирование скважины, охрана окружающей среды, скважина, нефть, роторная управляемая система.

Объектом ВКР служит разведочная вертикальная скважина глубиной 2740 метров на нефтяном месторождении.

Целью данной работы является – спроектировать технологическое решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 2740 метров на нефтяном месторождении.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Эксцентричные башмаки обсадных колонн.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Все технологические решения для скважины приведены с учётом современных достижений в области техники и технологии строительства скважины.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью Microsoft Excel и «БурСофтПроект», презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint (представлены вместе с ВКР).

Сокращения

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками:

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная;

ОТТГ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, герметичная;

КПО – кумулятивное перфорационное оборудование;

МСП – механическая скорость проходки;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ТБВК – трубы бурильные стальные бесшовные с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками;

ОЗЦ – ожидания затвердения цемента;

СПО – спуско-подъемные операции;

ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

УВ – условная вязкость;

ПВ – пластическая вязкость;

БУ – буровая установка;

БК – башмак колонный;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ЦЦ – центратор цементируочный;

ГЦУ – головка цементируочная универсальная;

ПРП-Ц – пробка разделительная продавовочная цементируочная.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	17
1. ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ.....	18
1.1 Геолого-технические условия бурения скважины. Конструкция скважины	18
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	19
2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин	19
2.1.1 Построение совмещенного графика давлений.....	19
2.1.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	19
2.1.3 Выбор интервалов цементирования	20
2.1.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	20
2.2 Проектирование процессов углубления скважины	21
2.2.1 Выбор способа бурения	21
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	21
2.2.3 Выбор типа калибратора	22
2.2.4 Выбор бурголовки и режимов бурения	23
2.2.5 Проектирование режимов бурения	24
2.2.5.1 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	24
2.2.5.2 Расчет частоты вращения долота	24
2.2.5.3 Расчёт необходимого расхода бурового раствора	25
2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	26
2.2.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	27
2.2.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины	28
2.2.9 Проверочный расчет бурильных труб по запасу прочности в клиновом захвате	28

2.2.10 Выбор буровой установки.....	28
2.2.11 Обоснование и выбор типа промывочной жидкости	29
2.2.12 Компонентный состав и потребность бурового раствора по интервалам бурения	31
2.2.13 Потребность в химических реагентах для бурения скважины.....	31
2.2.14 Контроль параметров бурового раствора	31
2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин	33
2.3.1 Расчет наружных избыточных давлений	33
2.3.2 Расчет внутренних избыточных давлений	35
2.3.3 Конструирование обсадной колонны по длине	36
2.3.4 Обоснование способа цементированния.....	37
2.3.5 Расчёт объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости	38
2.3.6 Определение необходимого количества компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора	38
2.3.7 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования.....	39
2.3.8 Проектирование процессов испытания скважин	40
2.3.8.1 Выбор жидкости глушения	41
2.3.8.2 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов.....	42
2.3.8.3 Выбор типа пластоиспытателя	43
2.3.8.4 Выбор типа фонтанной арматуры	43
3. ЭКСЦЕНТРИЧНЫЕ БАШМАКИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН.....	45
3.1 Компоновка обсадной колонны.....	45
3.1.1 Ликвидация аварий	47

3.1.2 Оснастка обсадных колонн	48
3.2 Виды башмаков	50
3.2.1 Башмаки колонные БКМ и БКБ.....	50
3.2.2 Башмак колонный с пластиковым окончанием БКП	51
3.2.3 Башмак колонный с обратным клапаном БКМ.П.....	53
3.2.4 Башмаки колонные вращающиеся БКМ.ВР	56
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРС ЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	58
4.1 Планирование выполнения работ.....	58
4.1.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.....	58
4.1.2 Расчет нормативного времени на механическое бурение	58
4.1.3 Расчет нормативного времени на спуско – подъемные операции	60
4.1.4 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины.....	60
4.1.5 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей	62
4.1.6 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента.....	62
4.1.7 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки	62
4.1.8 Расчет нормативного времени на геофизические работы	63
4.1.9 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ	63
4.2 Бюджет выполнения работ	64
4.2.1 Расчет технико-экономических показателей	64
4.2.2 Расчет прямых затрат на строительство скважины	64
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	66
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	66
5.2 Производственная безопасность.....	68

5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	68
5.2.2 Санитарно-гигиенические требования к организации работ	69
5.2.3 Требования безопасности при эксплуатации бурового оборудования	70
5.3 Экологическая безопасность.....	72
5.4 Безопасность при ЧС	74
5.4.1 Пожаровзрывоопасность	76
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	79
Список использованной литературы.....	81
Приложение А	84
Приложение Б	86
Приложение В.....	89
Приложение Г	91
Приложение Д.....	95

ВВЕДЕНИЕ

Анализ горно–геологических условий бурения проектируемой скважины показывает, что разрез сложен различными горными породами, в том числе песчаниками, доломитами, каменная соль, алевролиты и долериты. По твердости породы средние, твердые и крепкие. В скважине присутствует два нефтяных и два газовых продуктивных пласта.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2740 м на нефтяном месторождении с учетом данных горно–геологических условий.

В экономической части приведены проектные данные на строительство скважины, рассчитана сметная стоимость материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов, также описаны организация производства работ и мероприятия по улучшению экономической составляющей, что позволяет существенно увеличить прибыль предприятия. В разделе

«Социальная ответственность» мы рассмотрели вопросы производственной и экологической безопасности, безопасности в чрезвычайных ситуациях, а также мероприятия по их реализации.

1. ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

1.1 Геолого-технические условия бурения скважины. Конструкция скважины

Условия представлены в приложении А.

Конструкция скважины представлена на рисунке 1.1.

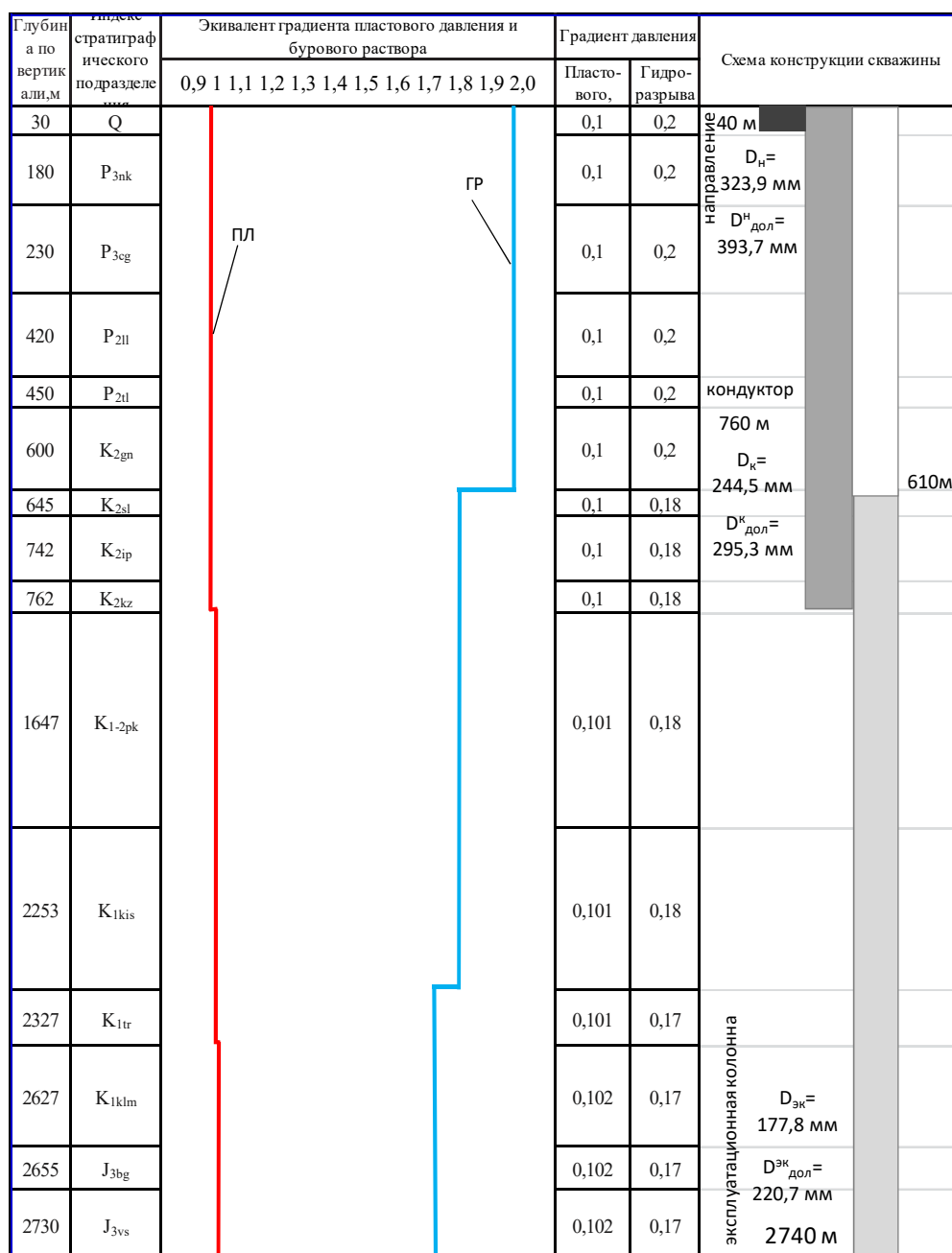


Рисунок 1.1 – График совмещенных давлений и конструкция скважины

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

Так как скважина разведочная, то выбираем закрытый тип забоя скважины.

2.1.1 Построение совмещенного графика давлений

График совмещенных давлений построен и указан на рисунке 1.1.

2.1.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуются спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений (см. «Стратиграфический разрез скважины») на 10 м. Так как в моей скважине 30 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 40 м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Исходя из расчетов (таблица 2.1), было принято решение спускать кондуктор на 760 м.

Таблица 2.1 – Расчет глубины спуска кондуктора

Имя пласта	J3vs(Ю1)
$L_{кр}$	2655
$\Gamma_{пл}$	0,102
$\Gamma_{грп}$	0,18
ρ_n	760
Расчетные значения	
Пластовое давление	270,81
$L_{конд\ min}$	760
Запас	1,10
Принимаемая глубина	760

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще 30 м. под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 2740 м.

2.1.3 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 40 м. Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 760 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины. Значит интервал цементирования составляет 2130 м.

2.1.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя из суммарного дебита скважины, выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный 177,8 мм, диаметр долота равен 220,7 мм.

Диаметр кондуктора 244,5 мм, диаметр долота равен 295,3 мм.

Диаметр направления 323,9 мм, диаметр долота равен 393,7 мм.

Проектирование обвязки обсадных колонн

Величина максимального устьевого давления составляет 8,45231 МПа.

Подбор колонной головки осуществляется исходя из:

- типа колонной головки (ОКК, ОКО, ОУС);
- допустимого давления (14, 21, 35, 70), МПа;
- диаметров обвязываемых колонн, мм;
- коррозионного исполнения (К1, К2, К3);
- исполнение по морозостойкости (ХЛ).

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКО1-14-178x245 К1.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП5-280/80x21.

2.2 Проектирование процессов углубления скважины

2.2.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор и эксплуатационную колонну выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Добушивание до конечного забоя осуществляется роторным способом.

Таблица 2.2 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	40	Роторный
40	760	ВЗД
760	2655	ВЗД
2655	2710	Роторный (Отбор керна)
2710	2740	Роторный

2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечные долота для интервала бурения под направление и PDC для интервалов бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Интервал	0-40	40-760	760-2655	2655-2710	2710-2740
Шифр долота	393,7 (15 1/2) GRDP215	295,3 (11 5/8) FD516M	220,7 (8 11/16) FD613MHB	220,7/100 CB913MH	220,7 (8 11/16) FD613MHB
Тип долота	Шарошечное	PDC	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм	393,7	295,3	220,7	220,7	220,7

Тип горных пород	М	М+С	М+С+Т	Т	Т
------------------	---	-----	-------	---	---

Продолжение таблицы 2.3

Присоединительная резьба	ГОСТ	3 177	3 152	3 117	Муфта 3-171	3 117
	API	7 5/8	6 5/8	4 1/2	Box 6 5/8 FH	4 1/2
Длина, м		0,4	0,3	0,3	0,2	0,3
Масса, кг		194,6	156,9	90,4	36,7	90,4
G, тс	Рекомендуемая	14–28	2–10	2–12	2–5	2–12
	Максимальная	30	15	15	5	15
n, об/мин	Рекомендуемая	40–600	60–400	60–400	60–120	60–400
	Максимальная	600	400	400	120	400

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото марки М (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC марки М+С (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и средними горными породами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC марки М+С+Т (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими, средними и твердыми горными породами.

2.2.3 Выбор типа калибратора

Калибратор включается в компоновку низа бурильной колонны над долотом для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота по диаметру, придания стволу цилиндрической формы, так как при бурении трехшарошечными долотами скважина в поперечном сечении имеет сложную форму. Кроме того, калибратор центрирует КНБК в скважине, что улучшает условия работы долота, забойного двигателя.

– для бурения интервала под направление 0-40 м с шарошечным долотом, выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами.

– для бурения интервала под кондуктор 40-760 м с PDC долотом планируется использование калибратора, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и средними горными породами.

– для бурения интервала под эксплуатационную колонну 760-2655 и 2710-2740 м с PDC долотом планируется использование калибратора, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими, средними и твердыми горными породами.

Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-760	760-2655	2710-2740
Шифр калибратора		КЛС 390 М	К 295 МС	К 220 СТ	К 220 СТ
Тип калибратора		С спиральными лопастями	С прямыми лопастями	С прямыми лопастями	С прямыми лопастями
Диаметр калибратора, мм		390	295	220	220
Тип горных пород		М	М+С	М+С+Т	М+С+Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	H171/M171	H152/M152	H117/M117	H117/M117
	API	-	-	-	-
Длина, м		1,1	0,9	0,4	0,4
Масса, кг		155	114	58	58

2.2.4 Выбор бурголовки и режимов бурения

Технические средства и режимы бурения при отборе керна представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2655-2710	КИ 7.1. 195/100	2-5	20-40	15-20

2.2.5 Проектирование режимов бурения

2.2.5.1 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:
статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.

расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Результаты осевой нагрузки на долото

Интервал	0-40	40-760	760-2655	2655-2710	2710-2740
Исходные данные					
D _д , см	39,37	29,53	22,07	22,07	22,07
G _{пред} , т	30	15	15	5	15
Результаты проектирования					
G _{доп} , т	24	12	12	4	12
G _{проект} , т	4	8	8	3	5

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 4 тоннам, вследствие наличия только мягких пород. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике.

2.2.5.2 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую

линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 2.7.

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под направление (0-40 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено тем, что ротор работает в пределах 60-80 об/мин.

Таблица 2.7 – Результаты частоты вращения долота

Интервал		0-40	40-760	760-2655	2655-2710	2655-2710
Исходные данные						
$V_{\text{л}}, \text{ м/с}$		3,1	2	1,7	1	1,2
$D_{\text{д}}$	м	0,3937	0,2953	0,2207	0,2207	0,2207
	мм	393,7	295,3	220,7	220,7	220,7
Результаты проектирования						
$n_1, \text{ об/мин}$		150	129	147	87	104
$n_{\text{стат}}, \text{ об/мин}$		40-60	100-180	140-200	30-50	140-200
$n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$		60	130	160	30	140

2.2.5.3 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 2.8.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направление принимается 60 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки, для качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама произведем промывку на забое.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 45 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 36 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Таблица 2.8 – Расход бурового раствора

Интервал	0-40	40-760	760-2655	2655-2710	2655-2710
Исходные данные					
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2207	0,2207	0,2207
K	0,6	0,5	0,4	0,3	0,4
K_k	1,38	1,34	1,36	1,2	1,2
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,135	0,12	0,1	0,1
V_m , м/ч	30	35	30	5	30
$d_{бг}$, м	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127
$d_{нмах}$, м	0,0206	0,0143	0,0103	0,0064	0,0103
n	3	5	6	8	6
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	1	1	1
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,121	1,121	1,092	1,092	1,092
ρ_n , г/см ³	2,25	2,2	2,3	2,33	2,33
Результаты проектирования					
Q_1 , л/с	73	34	15	11	15
Q_2 , л/с	74	43	22	6	22
Q_3 , л/с	55	28	26	26	26
Q_4 , л/с	36	42	36	30	36
Области допустимого расхода бурового раствора					
ΔQ , л/с	36-74	28-43	15-36	6-30	15-36
Запроектированные значения расхода бурового раствора					
$Q_{проект}$, л/с	60	45	36	20	36

2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-760	760-2655	2655-2710	2655-2710
Исходные данные						
D _д	м	0,3937	0,2953	0,2207	0,2207	0,2207
	мм	393,7	295,3	220,7	220,7	220,7
G _{ос} , кН		39	78	78	29	49

Q, Н*м/кН	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
D _{зд} , мм	-	236	177	-	-
M _р , Н*м	-	3046	2307	-	-
M _о , Н*м	-	148	110	-	-
M _{уд} , Н*м/кН	-	37	28	-	-

Для интервала бурения 40-760 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель Д1-240М который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения 760-2655 м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель Д2-172РС, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
Д1-240М	40-760	240	7,228	1842	30-50	84-144	9,0-12,0	56-136
Д2-172РС	760-2655	178	8,530	1198	19-45	55-170	12,2	70-218

2.2.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Бурильная колонна состоит из следующих элементов: утяжеленных бурильных труб, стальных или легкосплавных бурильных труб, ведущей бурильной тубы, резьбовых переводников, центраторов.

Проектирование бурильной колонны осуществляется в соответствии с методичкой.

Компоновки низа бурильной колонны выбираются из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее

конструкции. Компоновки низа бурильной колонны приведены в приложении Б.

2.2.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин. Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные.

Расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программе обеспечения для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин (бурсофтпроект).

Результаты расчета представлены в приложении В.

2.2.9 Проверочный расчет бурильных труб по запасу прочности в клиновом захвате

Табличное значение $Q_{\text{ТК}}$ для труб 127 мм группы прочности «Е» с толщиной стенки 9,2 мм составляет 148 и 155 тс (для клина 300 мм и 400 мм), с учётом коэффициента обхвата $C=0,9$.

$$Q_{\text{ТК-300}} = 148 \cdot 0,9 = 133,2 \text{ т},$$

$$Q_{\text{ТК-400}} = 155 \cdot 0,9 = 139,5 \text{ т}.$$

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N_{300} = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{б.т.}}} = \frac{133,2}{91,9} = 1,45 > 1,15,$$

$$N_{400} = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{б.т.}}} = \frac{139,5}{91,9} = 1,52 > 1,15.$$

2.2.10 Выбор буровой установки

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Выбор буровой установки

Выбранная буровая установка БУ - 3000 ЭУК-1М
--

Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	91,88	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	$120 > 91,88$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	90	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	$180 > 90$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	119,4	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$200/119,4 = 1,67 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		

2.2.11 Обоснование и выбор типа промывочной жидкости

Параметры, тип бурового раствора и химические реагенты для его обработки выбраны с учетом следующих требований:

- наличие токсикологического паспорта на буровой раствор;
- снижение до минимума отрицательного воздействия бурового раствора на продуктивность объектов;
- снижение до минимума техногенной нагрузки на окружающую природную среду;
- предупреждение осложнений в процессе бурения и крепления;
- доступность и технологическая эффективность хим. реагентов;
- экономически приемлемая стоимость бурового раствора.

Интервал бурения под направление 0–40 метров

При бурении четвертичных отложений возможны интенсивные поглощения бурового раствора в насыпных образованиях кустовой площадки, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений. На интервале строительства участка под направление встречаются водоносные горизонты, относящиеся к источнику питьевого водоснабжения. Также водоносные горизонты способствуют разжижению бурового раствора.

В условиях Западной Сибири технология бурение направлений является отработанной. Производство работ по строительству интервала быстрое и может производиться с использованием практически любых типов буровых растворов, включая техническую воду.

Для бурения данного интервала будем применять бентонитовый буровой раствор на водной основе. Плотность $1,121 \text{ г/см}^3$, условная вязкость 90-100 сек.

Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. В процессе бурения, разбурываемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой. В качестве утяжелителя применяется барит.

Интервалы бурения под кондуктор 40–610 метров

Породы, слагающие интервал под кондуктор и техническую колонну, по литологическому строению и физико-химической активности взаимодействия с буровыми растворами относятся к третьей (глины) и четвертой (алевролиты) группам. Породы, имеющие пластинчатое строение, характеризуются неустойчивостью к осыпям и обвалам. Разбуривание глин сопряжено с большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твердой фазы. Наибольшее влияние оказывает коллоидная составляющая разбурываемых глин. Характерное для всего интервала бурения разбухание глинистых пород может привести к кавернообразованию и сужению ствола. Также возможны прихваты вследствие обвала неустойчивых пород, заклинки бурового инструмента. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктор следует применить полимер-глинистый буровой раствор.

Интервал бурения под эксплуатационную колонну 610–2740 метров

В интервале бурения под эксплуатационную колонну так же присутствует наличие глин в разрезе, что неблагоприятно отразится на стволе скважины при длительном времени бурения. Возможны осложнения в виде сужения ствола скважины, набухания, так же на данных интервале в зоне продуктивных пластов возможны поглощения бурового раствора и ГНВП.

Данные проблемы решаются с использованием ингибирующего бурового раствора.

2.2.12 Компонентный состав и потребность бурового раствора по интервалам бурения

Описание компонентных составов и технологических свойств буровых растворов для бурового раствора под направление, для бурового раствора под кондуктор, для бурового раствора под техническую колонну, для бурового раствора под эксплуатационную колонну представлены в приложении Г.

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все проектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в приложении Г.

2.2.13 Потребность в химических реагентах для бурения скважины

Расчёт потребности химических реагентов для приготовления и регулирования свойств бурового раствора приведен в приложении Г.

2.2.14 Контроль параметров бурового раствора

Своевременное принятие необходимых мер по борьбе с осложнениями возможно только при систематическом контроле всех внесенных в ГТН показателей раствора.

Периодичность замера параметров раствора проводить согласно «Единым техническим правилам ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях».

В зависимости от задач контроля, изученности условий бурения скважин используют эвристический и вероятностно-статистический методы определения периодичности контроля. Эвристический метод базируется на опыте специалистов в области бурения скважин и применяется в тех случаях, когда невозможно формализовать изучаемые процессы. Результаты определения периодичности контроля параметров бурового раствора вероятностно-статистическими методами представляют вероятность невыхода

показателей свойств бурового раствора за установленные пределы за определенный промежуток времени.

Периодичность контроля параметров при бурении скважин, например, плотности, условной вязкости, водоотдачи, статического напряжения сдвига бурового раствора и др., во всех нефтедобывающих районах согласно «Единым техническим правилам ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях» назначается директивно:

- при бурении скважин в нормальных условиях необходимо контролировать такие показатели свойств бурового раствора, как плотность и вязкость – через 0,5 час, СНС, водоотдачу, температуру, содержание водородных ионов, твердой фазы и песка, толщину фильтрационной корки – два раза в смену, содержание солей в фильтрате – два раза в неделю;
- при разбуривании газовых горизонтов и бурении скважин в осложненных условиях следует контролировать такие параметры бурового раствора, как плотность и вязкость – через 10-15 мин, СНС, водоотдачу и температуру – через час, содержание нефти в растворе – один раз в 10 дней;
- при применении ингибированных буровых растворов малым содержанием твердой фазы, эмульсионных, на нефтяной основе необходимо контролировать их параметры не менее одного раза за долбление.

Исходя из опыта сооружений скважин на месторождениях Западной Сибири (литологический разрез данной скважины позволяет предположить, что находится она именно в Западной Сибири) примем следующую периодичность контроля параметров бурового раствора (приложение Д).

Для контроля параметров будем использовать следующее оборудование:

- плотность – рычажные весы-плотномер;
- условная вязкость – ВБР-2;
- СНС, пластическая вязкость, динамическое напряжение сдвига – вискозиметр OFITE 800;
- МВТ – по величине адсорбции метиленовой сини;

- содержание твердой фазы – ОМ-2;
- жесткость по Ca^{2+} – титрованием фильтрата бурового раствора;
- содержание хлорид-ионов – аргентометрическим методом;
- водоотдача – фильтр-пресс API;
- толщина корки – штангенциркуль с глубиномером;
- pH – pH-метр;
- содержание песка – ОМ-2.

2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.3.1 Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются два таких случая:

- при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
- в конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

На рисунках 2.1 и 2.2 представлены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина-наружное избыточное давление» для эксплуатационной, технической колонн и кондуктора соответственно.

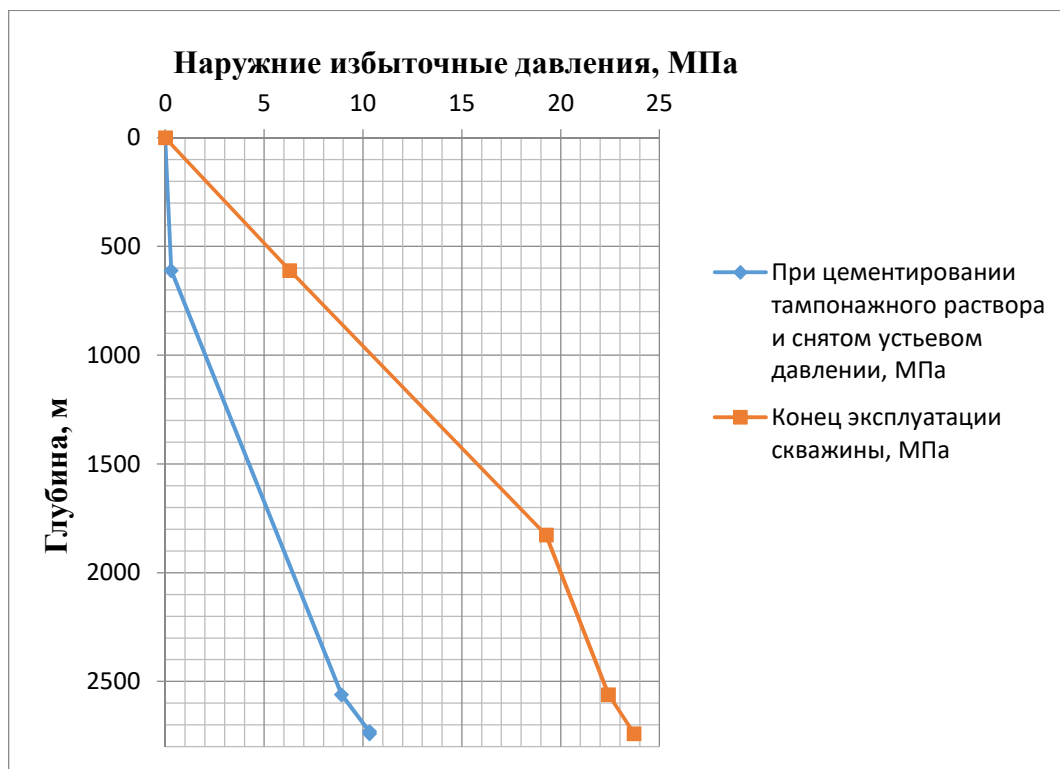


Рисунок 2.1 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

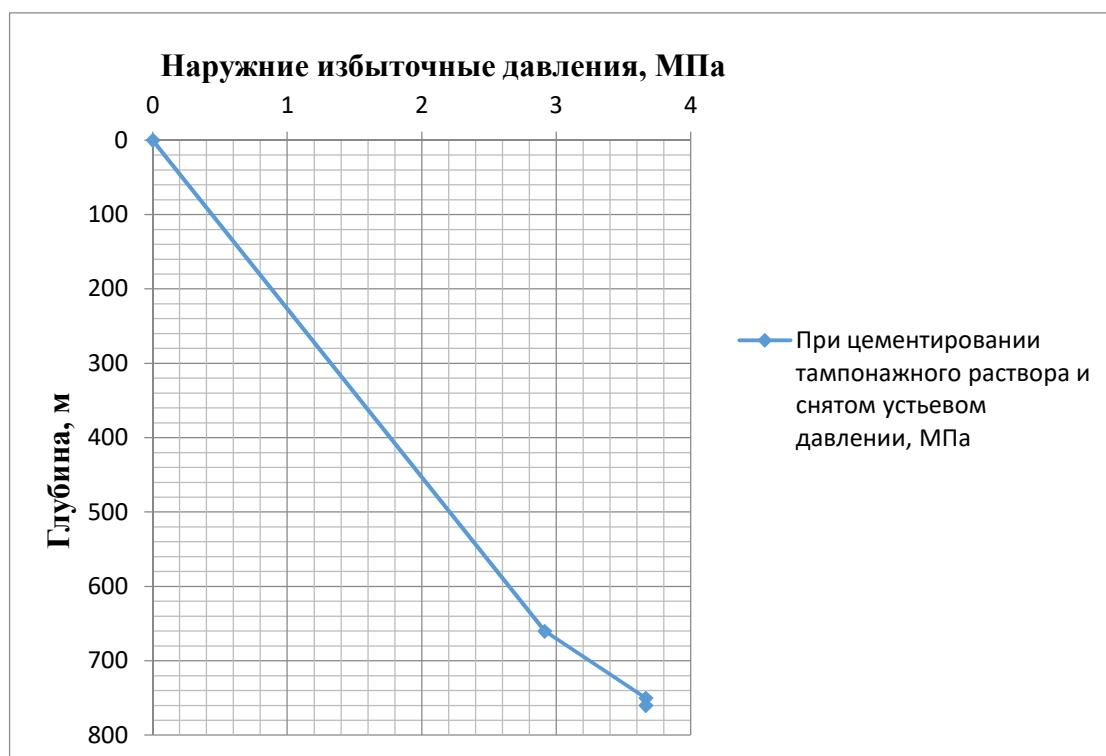


Рисунок 2.2 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

2.3.2 Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства.

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для наружных избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. Имеются два таких случая:

- при цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементирующей головке достигает максимального значения;
- при опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

На рисунках 2.3 и 2.4 представлены эпюры внутренних избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина- внутреннее избыточное давление» для эксплуатационной, технической колонн и кондуктора соответственно.

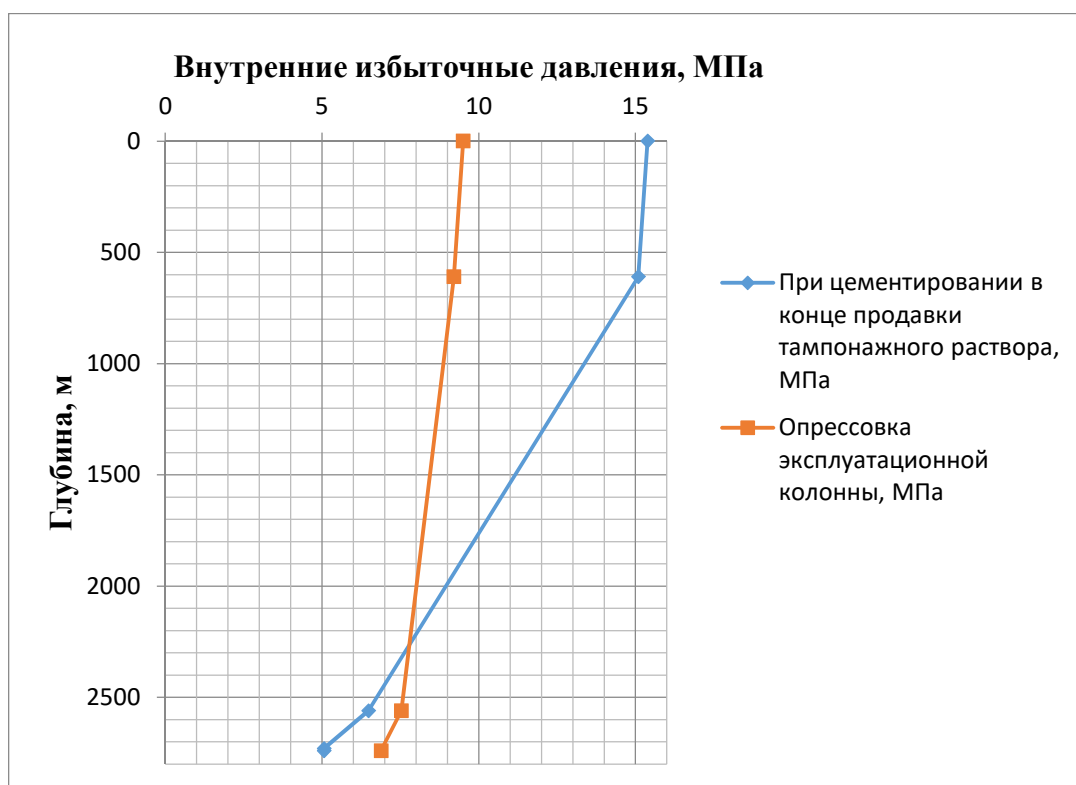


Рисунок 2.3 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

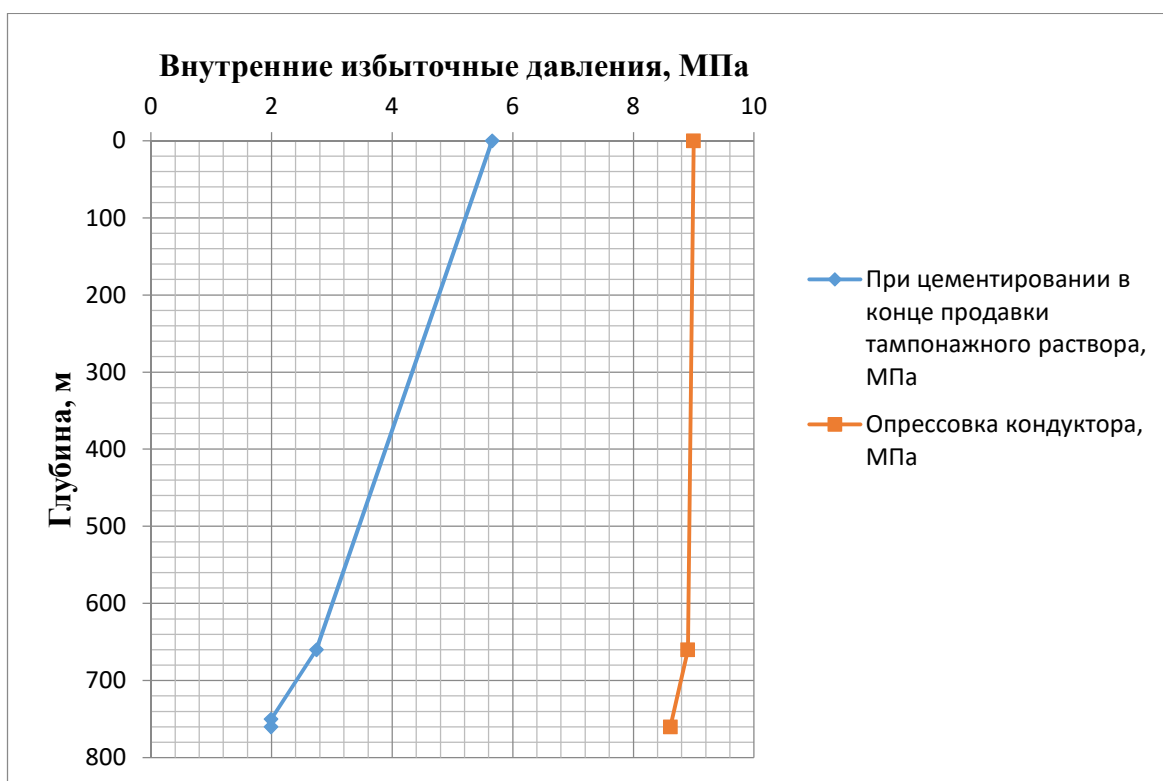


Рисунок 2.4 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

2.3.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	40	68,50	2688	2688	0-40
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	760	48,11	35872	35872	0-760
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	10,4	140	43,63	5992	105572	2740-2600
2	ОТТМ	Д	9,2	2600	39,04	99580		2600-0

Результаты выбора элементов технологической оснастки обсадных колонн представлены в таблице 2.13.

Таблица 2.13 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название	Наименование,	Интервал установки, м	Количество	Суммарное
----------	---------------	-----------------------	------------	-----------

колонны, D _{усл}	шифр, типоразмер	От (верх) по стволу	До (низ) по стволу	элементов на интервале, шт	количество, шт
Эксплуатационная, 178 мм	БКМ-178 («Уралнефтемаш»)	2740	2740	1	1
	ЦКОД-178 («Уралнефтемаш»)	2730	2730	1	1
	ЦПЦ-178/220 («НефтьКам»)	0	760	18	77
		760	2655	50	
		2655	2710	6	
		2710	2740	3	
	ЦТ 178/220	760	2253	75	81
		2655	2710	6	
	ПРП-Ц-В-178 («Уралнефтемаш»)	2730	2730	1	1
Кондуктор, 244,5 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	760	760	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	750	750	1	1
	ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	0	40	4	23
		40	760	19	
	ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	750	750	1	1

Продолжение таблицы 2.13

Направление, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	40	40	1	1
	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	30	30	1	1
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	30	3	3
	ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	30	30	1	1

2.3.4 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\text{ кп}} + P_{гд\text{ кп}} \leq 0,95 \cdot P_{гр}, \quad (1)$$

где $P_{гс\text{ кп}}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора, МПа;

$P_{гд\text{ кп}}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа.

Поскольку $40,85 \leq 43,39$ условие выполняется, соответственно можно производить прямое одноступенчатое цементирование.

2.3.5 Расчёт объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 2.14.

Таблица 2.14 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	8,1	1,6	1050	1,62	МБП-СМ	114
		6,5		6,48	МБП-МВ	98
Продавочная жидкость	56,00		1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	51,53		1450	41,56	ПЦТ-III-Об(4-6)-100	38478
					НТФ	21,13
Нормальной плотности тампонажный раствор	3,99		1850	2,74	ПЦТ-II-100	5071
					НТФ	1,64

2.3.6 Определение необходимого количества компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора

Учитывая температуры на интервалах цементирования и используемые значения плотности тампонажного раствора нормальной плотности и облегченного, выбираем для цементирования скважины следующие марки цемента:

- для облегченного тампонажного раствора – ПЦТ-III-Об(4-6)-100;
- для тампонажного раствора нормальной плотности – ПЦТ-II-100.

Общая масса сухого тампонажного материала (в тоннах) для приготовления требуемого объема тампонажного раствора определяется по формуле:

$$G_{\text{сух}} = (K_{\text{ц}} \cdot \rho_{\text{тр}} \cdot V_{\text{тр}} \cdot 10^{-3}) / (1 + m).$$

Для цемента нормальной плотности 5,071 т. Для облегченного 38,477 т.

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м³) определяется по формуле:

$$V_B = K_B \cdot G_{\text{сух}} \cdot m.$$

Для цемента нормальной плотности 2,74 м³. Для облегченного 41,56 м³.

Для повышения времени загустевания тампонажного раствора, необходимо добавить в его рецептуру нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ) в концентрации 0,41 кг/м³.

В качестве буферной жидкости будем использовать водный раствор материалов буферных порошкообразных «МБП-СМ» и «МБП-МВ» в пропорции 1 к 4 к объёму буферной жидкости. Расход «МБП-СМ» составляет 70 кг/м³, а «МБП-МВ» – 15 кг/м³.

2.3.7 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

В качестве цементировочного агрегата будем использовать – ЦА-320.

В качестве цементосмесительной машины – УС6-30.

В качестве осреднительной установки – УСО-20.

Необходимое число цементосмесительных машин рассчитывается исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m_2 = G_{\text{сух}} / G_6.$$

Для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности необходима 1 машина УС6-30.

Для приготовления, облегченного тампонажного раствора необходимо 4 машины УС6-30.

На рисунке 2.5 представлена схема расположения оборудования при цементировании.

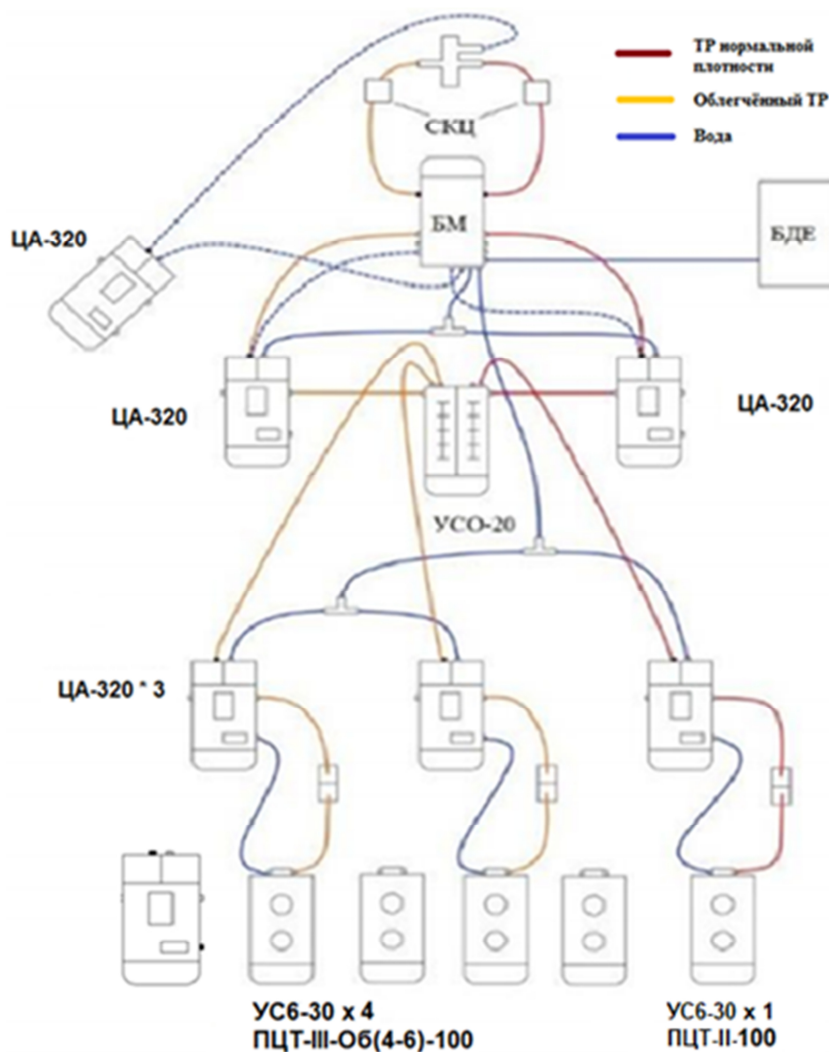


Рисунок 2.5 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

2.3.8 Проектирование процессов испытания скважин

Процессом испытания скважины в обсаженном стволе является комплекс работ, включающий следующие операции: вторичное вскрытие продуктивного пласта, вызов притока нефти или газа из пласта, отбор проб пластового флюида, определение газонефтесодержания пласта и основных гидродинамических параметров пласта.

Задачами испытания пластов являются:

- оценка продуктивности пласта;
- отбор проб нефти и газа для дальнейшего исследования;
- оценка степени загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП);
- оценка коллекторских свойств пласта.

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

2.3.8.1 Выбор жидкости глушения

Перед проведением операции по вторичному вскрытию скважины (перфорации пласта), необходимо обеспечить наличие жидкости глушения в стволе скважины, для предотвращения неконтролируемого флюидопроявления.

Наиболее доступной и применяемой жидкостью глушения является водный раствор соли NaCl требуемой плотности.

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле 2.

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+k) \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 0,0102 \cdot 0,0981 \cdot 10^6}{9,81} = 1071 \text{ кг/м}^3, \quad (2)$$

где k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым. Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{\text{пл}}$ на глубине 0–1200 метров на 10% ($k=0,1$), на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$);

$P_{\text{пл}}$ – Пластовое давление испытываемого пласта, Па,

h – глубина испытываемого пласта, м.

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» при производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле 3.

$$V_{\text{ж.г.}} = 2V_{\text{внЭК}} = 2 \cdot 56,00 = 112,00 \text{ м}^3 \quad (3)$$

где $V_{\text{внЭК}}$ – внутренний объем ЭК, м^3 .

2.3.8.2 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

Вторичное вскрытие в обсаженной скважине осуществляется с помощью перфорации обсадной колонны. Различают следующие типы перфорации:

- пулевая;
- торпедная;
- кумулятивная;
- пескоструйная.

Применение перфораторов различных типов и конструкций зависит от плотности вскрываемых пород. В твердых породах рекомендуется применять кумулятивную перфорацию.

Типоразмер перфорационной системы выбирается в зависимости от диаметра хвостовика, типа и числа одновременно спускаемых зарядов.

Протяженности интервала перфорации менее 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на кабеле.

В таблицу 2.15 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 2.15 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
55	НКТ	Кумулятивная	Скорпион 114 («Промперфоратор»)	20	1 (Длина сборки ограничена грузоподъемностью взрывной головки)

2.3.8.3 Выбор типа пластоиспытателя

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

- пластоиспытатели спускаемые в скважину на колонне бурильных труб или НКТ (ИПТ);
- аппараты, спускаемые в скважину на каротажном кабеле. В случае необходимости исследования пласта на отдельных уровнях (прослеживание изменения проницаемости по мощности пласта, определение положения ВНК) используют пробоотборник, спускаемый на каротажном кабеле.

При проведении испытаний в открытом стволе (в процессе бурения) обычно используют пластоиспытатели спускаемые на трубах (ИПТ). При испытании скважины в обсаженном стволе чаще всего используют пластоиспытатели спускаемые на кабеле, либо проводят испытания после вызова притока путем спуска геофизического прибора через лубрикаторную задвижку.

Пластоиспытатель выбирается в зависимости от диаметра скважины (внутреннего диаметра колонны), и способа спуска в скважину.

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах КИИ-95/146.

2.3.8.4 Выбор типа фонтанной арматуры

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). Для низких и средних устьевых давлений (7-35 МПа) рекомендуют применять тройниковую фонтанную арматуру (1-4 схема), для средних и высоких давлений (35 - 105 МПа), а также для газовых скважин крестовую арматуру (5-6 схема). В отечественной практике для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ1). В случае если коллектор сложен неустойчивым песчанником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ3). При устьевом давлении более

35 МПа либо наличии в разрезе газовых пластов применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ6).

Принимаем арматуру фонтанная АФ1-80/65х14.

3. ЭКСЦЕНТРИЧНЫЕ БАШМАКИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Скважина - это цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной.

В конструкцию низа обсадных колонн входят башмачная направляющая пробка, башмак или короткий патрубок с боковыми отверстиями, обратные клапаны, упорное кольцо, кольца жесткости и турбул и заторы. Для эксплуатационных и промежуточных колонн в комплект оборудования их низа включаются также центрирующие фонари и скребки.

Башмачная направляющая пробка крепится к башмаку обсадной колонны и служит направлением при ее спуске. При отсутствии направляющей пробки башмак колонны срезает со стенок скважины глинистую корку и породу. В результате сильно загрязняется ствол скважины, закупоривается нижняя часть колонны, которую нередко приходится поднимать из скважины из-за образования патронных сальников или невозможности продавить промывочную жидкость.

3.1 Компоновка обсадной колонны

Обсадную колонну собирают из обсадных труб либо одного номинального размера (одноразмерная колонна), либо двух номинальных размеров (комбинированная колонна). Трубы подбирают в секции в соответствии с запроектированной конструкцией обсадной колонны.

Для облегчения спуска обсадной колонны и качественного ее цементирования по выбранной технологии в состав колонны вводят дополнительные элементы: башмак, обратный клапан, заливочный патрубок, упорное кольцо, заливочную муфту, трубные пакеры, центраторы (фонари), скребки.

Башмак обсадной колонны навинчивают на нижний конец первой (снизу) обсадной трубы и закрепляют сваркой. Он служит для предохранения нижнего торца обсадной колонны от смятия и для ее направления по стволу

скважины в процессе спуска. Используются башмаки различной конструкции: простейшая представляет собой короткий отрезок стальной толстостенной трубы с фасками (наружной и внутренней) на нижнем торце. Такие башмаки устанавливают на обсадных колоннах большого диаметра, начиная с 351 мм.

Обычно же в башмачное кольцо снизу вводят направляющую пробку. Она имеет конусообразную или сферическую форму и изготавливается из легко разрушаемого материала: бетона, алюминия, дерева. Имеются пробки чугунные и стальные. Благодаря своей форме, пробка облегчает прохождение обсадной колонны на участках искривления ствола. В самом кольце башмака или в направляющей пробке делают боковые отверстия, через которые цементный раствор закачивается в затрубное пространство.

Обратный клапан устанавливают в нижней части обсадной колонны на одну-две трубы выше башмака. Имеются конструкции колонных башмаков, включающие обратный клапан. Обратный клапан служит для перекрытия пути поступления жидкости внутрь обсадной колонны.

В зависимости от конструктивных особенностей обратные клапаны могут выполнять дополнительные функции: дифференциальный клапан при спуске колонны допускает регулируемое частичное заполнение обсадной колонны жидкостью, обратные клапаны типа ЦКОД допускают постоянное заполнение колонны и срабатывают после введения дополнительного запорного элемента (шарика) и т. п.

Выбор конструкции клапана зависит от конкретных условий в скважине, и прежде всего от опасности проявлений и наличия зон поглощения.

Заливочный патрубок устанавливают непосредственно над башмаком (ниже обратного клапана). Он представляет собой отрезок трубы длиной около 1,5 м с отверстиями, расположенными по винтовой линии. Они соединяют затрубное пространство с внутренним объемом обсадной колонны. Заливочный патрубок применяют для подачи цементного раствора в затрубное пространство при цементировании обсадной колонны.

Упорное кольцо (кольцо «стоп») устанавливают в обсадной колонне на 20 - 30 м выше башмака. Оно имеет суженный внутренний диаметр и служит для задерживания цементируемых пробок (см. раздел «Цементирование обсадных колонн»). Кольцо изготавливают из серого чугуна, иногда применяют упорные кольца, изготовленные из цемента.

Заливочной муфтой обсадная колонна оснащается в том случае, если предусматривается ступенчатое цементирование (см. раздел «Цементирование обсадных колонн»). Она позволяет открыть в нужный момент каналы для подачи цементного раствора в затрубное пространство, а затем вновь их перекрыть. Место установки муфты определяется заранее по протяженности интервалов цементирования.

3.1.1 Ликвидация аварий

Наиболее распространенный вид аварий с обсадными трубами - отвинчивание башмака колонны и протирание обсадных труб. Башмак колонны отвинчивается в том случае, когда нижняя часть колонны не закреплена, например, когда цемент закачан выше башмака или не схватился у башмака. При дальнейшем бурении, особенно роторным способом, незацементированный башмак от трения муфт бурильных труб отвинчивается. Чтобы определить расположение отвинтившегося башмака, в скважину обычно опускают печать, выполненную из куска обсадной трубы. Нижняя часть печати имеет воронкообразную форму. В эту часть вставлена деревянная пробка, в которую забиты гвозди; гвозди оплетены проволокой и залиты гудроном или свинцом. Печать опускают до отвинченного башмака. По отпечатку судят о том, как расположен башмак в скважине. Такую аварию ликвидируют при помощи пикообразных долот, которыми стремятся поставить башмак вертикально, чтобы долото полного размера свободно проходило через него. Лучшее средство против возникновения таких аварий - упрочнение нижних труб кондуктора и технических колонн сваркой. При длительной работе бурильные трубы своими муфтами и замками иногда совершенно протирают

обсадные трубы. Средством предохранения от протирания служат предохранительные кольца. Протирание обсадных труб будет значительно интенсивнее в искривленной скважине.

Когда против протертого места обсадной колонны имеется цементный стакан, в колонне в процессе бурения не происходит никаких осложнений. Если цементный стакан отсутствует, то при бурении обсадные трубы могут рваться лентами, что затрудняет проход долота. Если же, кроме того, за трубами будут обваливающиеся породы, протирание может осложниться смятием. Во всех этих случаях единственная мера ликвидации аварии- спуск и цементирование промежуточной обсадной колонны меньшего диаметра.

3.1.2 Оснастка обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн - определенный набор устройств, которыми оснащают обсадную колонну для обеспечения качественного ее спуска и цементирования. К оснастке обсадных колонн относятся разнообразные типоразмерные модификации башмаков, обратных клапанов, скребков, турбулизаторов, МСЦ, колонные пакера и другие изделия разового использования.

Колонные башмаки – для оборудования низа обсадных колонн с целью направления их по стволу скважины и защиты от повреждений при спуске. Башмаки представляют собой короткие толстостенные стальные патрубки, которые одним концом присоединяют к низу обсадной колонны на резьбе, второй конец оборудован направляющей насадкой, изготовленной чугуна, алюминия, цемента и других материалов.

Обратные клапаны – предназначены для предотвращения перелива бурового или тампонажного раствора из обсадной колонны на разных стадиях крепления скважины. По принципу действия различают три основные группы обратных клапанов:

- полностью исключают перемещение жидкости из заколонного пространства в колонну при ее спуске в скважину;

- обеспечивающие самозаполнение спускаемой обсадной колонны жидкостью при определенном перепаде давления над клапаном и в заколонном пространстве, но исключающих возможность обратной циркуляции жидкости;
- обеспечивающие постоянное самозаполнение обсадной колонны при спуске в скважину и позволяющих вести промывку скважины методом обратной циркуляции. В настоящее время в оснастку э/колонны применяют клапаны первой и третьей группы. К первой группе относятся – обратный тарельчатый клапан. К третьей группе относятся – обратный клапан ЦКОД (цементируемый клапан ограничительный дроссельный).

Центраторы – для обеспечения концентричного размещения обсадной колонны в скважине, что обуславливает качественное разобщение пластов. Центраторы не только предотвращают прилегание обсадных труб к стенке скважины, но и выполняют следующие функции: облегчают спуск обсадной колонны благодаря снижению трения между трубами и стенкой скважины; увеличивают степень вытеснения буферной жидкости тампонажным раствором при цементировании обсадной колонны вследствие образования завихрений восходящего потока жидкости за каждым центратором.

Скребки – устанавливают на обсадной колонне для разрушения глинистой корки на стенках скважины при спуске э/колонны, а также для обеспечения монолитности цементного камня за обсадной колонной.

Турбулизаторы – устанавливают на обсадной колонне для завихрения восходящего потока тампонажного раствора в затрубном пространстве при цементировании скважины.

МСЦ – применяют ее для крепления скважин в тех случаях, когда возникает необходимость подъема тампонажного раствора на большую высоту, уменьшения депрессии на продуктивные горизонты. При оснащении обсадных колонн муфтами становится возможным цементирование скважин в две ступени как с разрывом вовремя между ступенями, так и без него (пакер ПДМ).

Пакер ПГМД – его применяют в том случае, когда продуктивный горизонт характеризуется нефтеводонасыщенностью или водяные горизонты

находятся в непосредственной близости от нефтяного через небольшое расстояние – перемычку.

3.2 Виды башмаков

3.2.1 Башмаки колонные БКМ и БКБ

Башмаки колонные БКБ, БКМ предназначены для оборудования низа обсадных колонн по ГОСТ 632-80 и ТУ 14-161-163-96 с целью направления их по стволу скважины и защиты от повреждения при спуске.

Башмаки колонные БКБ, БКМ состоят из стального толстостенного корпуса и направляющей насадки, изготовленной из алюминия (БКМ) или бетона (БКБ).

Выпускаются типоразмеры для установки на обсадные трубы с условным диаметром от 102 до 324мм (БКБ); 102, 114 и 127мм (БКМ).

Конструкция башмаков полностью отвечает требованиям отраслевого стандарта ГОСТ 39-011-87.

Башмаки изготавливаются с присоединительными резьбами ОТТМ, ОТТГ и БТС, позволяющем свинчивать их с обсадными трубами с такими же резьбами.

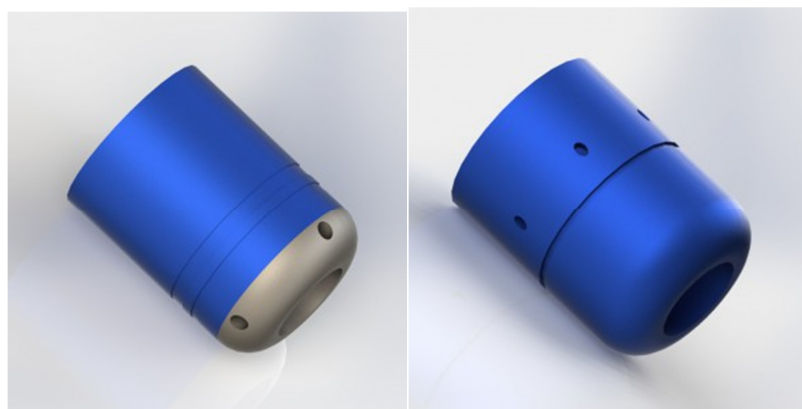


Рисунок 3.1 – Башмаки колонные БКМ и БКБ

Таблица 3.1 –Технические характеристики БКМ и БКБ

Обозначение башмака	Условный диаметр обсадной колонны	Диаметр центрального промывочного отверстия, мм	Диаметр боковых отверстий, мм	Диаметр проходного канала после разбуривания, максимальный, мм	Наружный диаметр, мм	Длина, мм
БКМ-89	89	45	10	81	108	140
БКБ-102 БКМ-102	102	50	12	95	114	220
БКБ-114 БКМ-114	114	55	15	107	127	260
БКБ-127 БКМ-127	127	60	15	120	141,3	270
БКБ-140	140	70	15	130	153,7	266
БКБ-146	146	70	15	136	166	267
БКБ-168	168	80	15	158	187,7	280
БКБ-178	178	90	20	170	194,5	292
БКБ-194	194	100	20	184	216	311
БКБ-219	219	110	20	208	245	325
БКБ-245	245	120	20	235	270	340
БКБ-324	324	160	20	315	351	359
БКБ-426	426	220	20	406	451	420

3.2.2 Башмак колонный с пластиковым окончанием БКП

Башмак колонный БКП предназначен для оборудования низа обсадных колонн по ГОСТ 632-80 и ТУ 14-161-163-96 с целью направления их по стволу скважины и защиты от повреждения при спуске.

Башмак колонный БКП состоит из стального толстостенного корпуса и направляющей насадки, изготовленной из пластика.

Выпускаются типоразмеры для установки на обсадные трубы с условным диаметром от 140 до 426 мм.

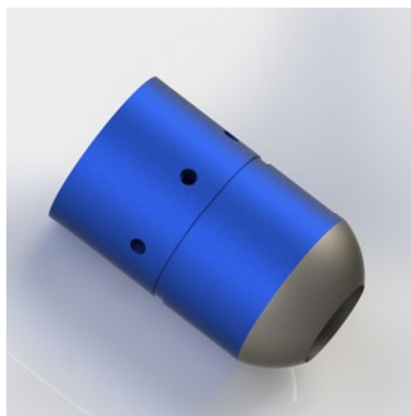


Рисунок 3.2 – Башмак колонный с пластиковым окончанием БКП

Таблица 3.2 – Технические характеристики башмака колонного с пластиковым окончанием

Обозначение башмака	Условный диаметр обсадной колонны	Наружный диаметр, мм	Диаметр проходного канала после разбуривания, максимальный, мм	Диаметр центрального отверстия в наконечнике, мм	Диаметр боковых отверстий, мм	Длина, мм	Масса, кг
БК-П.140	140	153,7	130	70	15/6	266	9,5
БК-П.146	146	166	138	70	15/6	267	12,7
БК-П.168	168	187,7	160	80	15/6	318	15,5
БК-П.178	178	194,5	170	90	18/6	324	14,7
БК-П.245	245	270	236	120	20/8	352	30,2
БК-П.324	324	351	315	160	20/8	397	48,3
БК-П.426	426	451	406	220	20/8	420	65

Инновационные отличия

Башмак колонный пластиковый типа БКП состоит из стального корпуса с муфтовой резьбой обсадных труб и пластиковой насадки, залитой

непосредственно внутрь части корпуса. В проходном канале корпуса, со стороны противоположной муфтовой резьбе, имеется ряд технологических проточек-канавок трапецеидальной формы, для заливки пластиком.

Оптимальная форма, наклон стенок и размеры канавок подобраны в результате ряда экспериментов по осевому нагружению пластика шаблоном, имитирующим долото типа PDC. В стальном корпусе имеются боковые наклонные промывочные отверстия, располагаемые между муфтовой резьбой и канавками, заливаемыми компонентным пластиком. Насадка башмака выполнена из пластика средней твердости, с компонентами и связующими, подобранными для эксплуатации изделия при температуре до 130 °С в агрессивных средах буровых, тампонажных и химических растворов. В пластиковой насадке имеется центральное промывочное отверстие.

Составом пластика, методом его заливки в стальной корпус, твердостью поверхности, конструкцией трапецеидальных канавок корпуса обеспечивается высочайшая стойкость башмака к ударным и изгибающим нагрузкам при любых температурах его транспортирования, хранения и применения (в том числе при значениях -50 °С и ниже, т.к. температура стеклования применяемого пластика -115 °С), необходимая абразивоустойчивость при истирании в процессе спуска, легкость разбуривания пластика всеми видами долот. Размеры башмаков, диаметры и форма промывочных отверстий, их количество, выдерживаемые нагрузки на сжатие и изгиб полностью соответствуют отраслевому стандарту ОСТ 39-011-87. К качественным преимуществам башмаков типа БКП нужно отнести малый вес, исключение возможности разрушения насадки в случае падения при транспортировке, более высокая устойчивость к сжимающим и изгибающим нагрузкам (в сравнении с бетоном), легкость разбуривания всеми видами долот (в том числе PDC).

3.2.3 Башмак колонный с обратным клапаном БКМ.П

Назначение изделия – направление обсадной колонны по стволу скважины при спуске и предотвращение обратного перетока тампонажного или

бурового раствора из заколонного пространства во внутреннее пространство обсадной колонны.

Объектом применения башмака БКМ.П являются скважины, в которые спускаются колонны обсадных труб соответствующего башмаку типоразмера.

Башмак устанавливается в самом низу спускаемой обсадной колонны (на ниппельную резьбу первой обсадной трубы).

После проведения работ, при необходимости, требуется разбурить начинку башмака.

Областью применения башмака является крепление открытых стволов нефтяных, газовых и водозаборных скважин колоннами обсадных труб в соответствии с таблицей 3.3.

Башмаки БКМ.П не предназначены для проработки ствола скважины в процессе спуска обсадной колонны.

Конструкция башмаков БКМ.П по всем технологическим параметрам соответствует отраслевому стандарту ОСТ 39-011-87. Башмак имеет алюминиевую насадку с центральным отверстием и боковые промывочные отверстия в корпусе. Прочностные характеристики по ОСТ 39-011-87.

Среда работы изделия – буровой и тампонажный растворы, обработанные химическими реагентами, минерализованная пластовая вода, нефть и газ при температуре до 120 °С.

Встроенный обратный клапан не требует дополнительных операций при спуске и активации. Пуск шара не требуется.

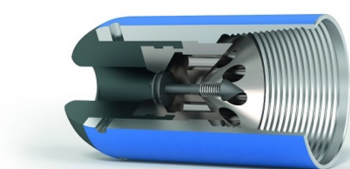


Рисунок 3.3 – Башмак колонный с обратным клапаном БКМ.П

Таблица 3.3 – Технические характеристики башмака колонного с обратным клапаном БКМ.П

Наименование показателя	Значение						
	БКМ.П .102	БКМ.П .114	БКМ.П .127	БКМ.П .140	БКМ.П .146	БКМ.П .168	БКМ. П.178
1 Условный диаметр обсадной колонны (хвостовика), оборудованной башмаком, мм	102	114	127	140	146	168	178
2 Наружный диаметр, мм	114	127	140	153,7	166	188	194,5
3 Проходной диаметр (после разбуривания), мм	89	99	111	124	128	150	157
4 Длина, мм:							
- в рабочем положении	345	370	375	415	440	430	430
- в транспортном положении	395	420	425	465	490	480	480
5 Масса, кг:							
- в рабочем положении	10,5	13,5	15,6	20,4	28	32,2	33,2
- в транспортном положении	13	16	18,1	22,9	30,5	34,7	35,7
6 Диаметр центрального промывочного отверстия, мм	50	55	60	70	70	80	90
7 Диаметр боковых промывочных отверстий, мм	12	15	15	15	15	15	20
8 Количество боковых промывочных отверстий, шт	4	4	4	6	6	6	6
9 Максимальный перепад давления выдерживаемый клапаном снизу-вверх, ΔP , МПа (бар)	10 (100)	10 (100)	10 (100)	10 (100)	10 (100)	10 (100)	10 (100)
10 Максимальная рабочая температура ¹ , °С	120	120	120	120	120	120	120
11 Нагрузка на сжатие, не менее, кН (тн)	60 (6,1)	70 (7,1)	110 (11,2)	150 (15,2)	180 (18,3)	210 (21,4)	240 (24,4)
12 Нагрузка на изгиб, не менее, кН (тн)	20 (2)	23 (2,3)	35 (3,5)	45 (4,5)	55 (5,6)	70 (7,1)	80 (8,1)
13 Присоединительные резьбы ² , ГОСТ 632	ОТТМ -102	ОТТМ -114	ОТТМ -127	ОТТМ -140	ОТТМ -146	ОТТМ -168	ОТТМ -178

3.2.4 Башмаки колонные вращающиеся БКМ.ВР

Башмак колонный вращающийся БКМ.Вр предназначен для оборудования низа обсадных колонн из труб по ГОСТ 632-80 и ТУ 14-161-163-96 с целью направления их по стволу скважины и защиты от повреждений при спуске в процессе крепления.

Данная конструкция обеспечивает наименьшее сопротивление при спуске обсадной колонны в скважину за счет вращения эксцентричного наконечника башмака в случае его упора в стенку скважины. Также, при осуществлении промывки, эксцентричный наконечник производит вращательное движение, за счет радиально расположенных отверстий.

Башмаки изготавливаются с присоединительными резьбами ОТТМ, ОТТГ и БТС, позволяющем свинчивать их с обсадными трубами с такими же резьбами.

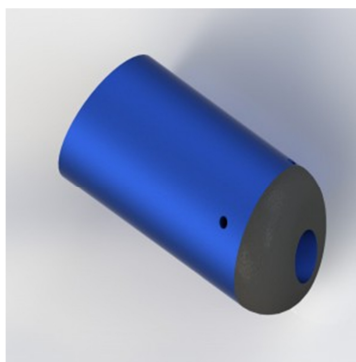


Рисунок 3.4 – Башмак колонный вращающийся БКМ.ВР

Таблица 3.4 – Технические характеристики башмака колонного вращающегося БКМ.ВР

Обозначение башмака	Условный диаметр обсадной колонны, мм	Наружный диаметр, мм	Диаметр проходной, мм	Диаметр центрального отверстия в наконечнике, мм	Диаметр боковых отверстий, мм/кол-во	Длина устройства, мм	Масса, кг
БКП-Вр-102	102	110	88,6	30	10/4	265	4,6
БКП-Вр-114	114	127	102,9	30	12/4	290	7,4

Продолжение таблицы 3.4

БКП-Вр-127	127	141,3	114,2	35	12/4	310	9,8
БКП-Вр-146	146	166	133,1	35	16/4	335	15,3
БКП-Вр-168	168	187,7	153,7	60	16/4	358	18,9
БКП-Вр-178	178	194,5	164	60	16/4	355	18

PECYPC

4.1.1 Расчет нормативной продолжительности строительства

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением строительства скважины.

Таблица 4.1 – Исходные данные

Наименование скважины	
Проектная глубина, м:	2740
Способ бурения:	
- под направление	роторный
- под кондуктор и эксплуатационную ко-	с применением ВЗД
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 323,9 мм на глубину 40 м
- кондуктор	d 244,5 мм на глубину 760 м
- эксплуатационная	d 177,8 мм на глубину 2740 м
Буровая установка	УралмашЗД-86
Оснастка талевой системы	5'6
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБТ-950-2 шт.
производительность, л/с:	
- в интервале 0-40 м	55
- в интервале 40-760 м	55
- в интервале 760-2740 м	40
Утяжеленные бурильные трубы (УБТС-2):	d 178 мм 48 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 40-760 м	Д1-240М
- в интервале 760-2740 м	Д2-172РС
- при отборе керна	220,7/100 СВ913МН
Бурильные трубы: длина свечей, м	36

4.1.2 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а действующие на буровом предприятии нормы времени механического 1 м породы и проходки на долото по представлены в таблице 4.2.

Основным документов для расчета нормативного времени для бурения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин, нефть, газ и другие полезные ископаемые» [13].

Таблица 4.2 – Нормы механического бурения на нефтяном месторождении

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	40	40	0,027	460
2	40	760	720	0,028	810
3	760	2740	1980	0,038	210

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по формуле

$$N = T \cdot H, \quad (4)$$

где T – норма времени на бурение 1 метра, ч/м;

H – количество метров в интервале, м. Для направления:

$$N = 40 \cdot 0,027 = 1,08 \text{ ч.}$$

Аналогично производим расчет для остальных интервалов, результаты представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
40	0,027	1,08
720	0,028	20,16
1980	0,032	63,36
Итого		84,60

Далее производится расчет нормативного количества долот n с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле

$$n = H / \Pi, \quad (5)$$

где Π – нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

$$\text{Для направления: } n = 40 / 460 = 0,09.$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета сводятся в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	<i>n</i>
40	460	0,09
720	810	0,89
1980	1400	1,41
Итого на скважину		2,39

4.1.3 Расчет нормативного времени на спуско – подъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- спуск бурильных свечей;
- подъем бурильных свечей;
- подъем и установка УБТ за палец;
- вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- подготовительно-заключительные работы при СПО;
- наращивание инструмента;
- промывка скважины перед подъемом инструмента;
- промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- смена долота;
- проверка люфта турбобура;
- смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны

ключами.

Результаты расчета времени на СПО исходные данные приведены в таблице 4.5.

4.1.4 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Сметный расчет на бурение и крепление приведены в приложении Д.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.5 – Расчет нормативного времени на спуско-подъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота	норма проходки долота	номер аблации	номер граф	интервал бурения, м	нормативное время, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0-40	393,7	460	11	24	0-40	0,0119	0,48
II	40-760	295,3	810	12	32	0-100	0,0120	1,20
						100-200	0,0131	1,31
						200-300	0,0144	1,44
						300-400	0,0144	1,44
						400-500	0,0144	1,44
						500-600	0,0153	1,53
						600-700	0,0159	1,59
						700-760	0,0159	0,95
Итого								11,38
III	760-2740	220,7	210	12	32	760-800	0,0155	0,62
						800-900	0,0157	1,57
						900-1000	0,0157	1,57
						1000-1100	0,0158	1,58
						1100-1200	0,0164	1,64
						1200-1300	0,0175	1,75
						1300-1400	0,0186	1,86
						1400-1500	0,0188	1,88
						1500-1600	0,0191	1,91
						1600-1700	0,0193	1,93
						1700-1800	0,0195	1,95
						1800-1900	0,0195	1,95
						1900-2000	0,0196	1,96
						2000-2100	0,0197	1,97
						2100-2200	0,0197	1,97
						2200-2300	0,0198	1,98
						2300-2400	0,0198	1,98
						2400-2500	0,02	2
						2500-2600	0,0202	2,02
						2600-2700	0,0205	2,05
2700-2740	0,0208	2,08						
Итого								49,60

Таблица 4.6 – Продолжительности бурения и крепления скважин

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут.
Бурение:			
Направление кондуктор	1,08	1,12	0,045
Эксплуатационная колонна	20,16	22,7	0,84
	63,36	68,53	2,64
Крепление:			
Направление кондуктор	3,56	3,92	0,16
Эксплуатационная колонна	16,0	18,6	0,77
	32,4	30,5	1,27
Итого	136,56	145,37	5,73

4.1.5 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад составляет 1 мин. Нормативное время составит:

- направление: $2 \cdot 1 = 2$ мин;
- кондуктор: $22 \cdot 1 = 22$ мин;
- эксплуатационная колонна: $65 \cdot 1 = 65$ мин.

4.1.6 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не свыше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления - 8 ч, кондуктора - 48 ч, эксплуатационной колонны – 48 ч.

4.1.7 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

В укрупненные нормы времени на крепление скважины включено время на выполнение следующих видов работ:

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;
- промывка скважины перед цементированием – 2цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;
- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 17 минут.

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин. Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается. Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma = 7 + 47 + 157 + 3 \cdot (7 + 17 + 42) = 409 \text{ мин} = 6,82 \text{ ч.}$$

4.1.8 Расчет нормативного времени на геофизические работы

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 8,08 ч.

4.1.9 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [14]. Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в

нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 284,94 часов или 11,87 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$284,94 \times 0,066 = 18,81 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$\Sigma = 284,94 + 18,81 + 25 = 328,75 \text{ ч} = 13,70 \text{ суток.}$$

4.2 Бюджет выполнения работ

4.2.1 Расчет технико-экономических показателей

Результаты расчетов сводим в таблицу 4.7.

Таблица 4.7 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2740
Продолжительность бурения, сут.	5,73
Механическая скорость, м/ч	32,3
Рейсовая скорость, м/ч	21,17
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	10382
Проходка на долото, м	1150
Стоимость одного метра	58234

4.2.2 Расчет прямых затрат на строительство скважины

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к

строительству нефтяных и газовых скважин [16], в части II – на строительные и монтажные работы [17], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [18].

Прямые затраты (ПЗ) зависят от: Объемов работ, необходимых ресурсов, сметных норм, цен на ресурсы.

Вычитается по формуле:

$$\text{ПЗ} = \text{М} + \text{ЗПС} + \text{ЭМ},$$

где М - стоимость строительных материалов, деталей и конструкций;

ЗПС – затраты на основную заработную плату рабочих;

ЭМ – стоимость эксплуатации машин и механизмов.

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Обязанности по обеспечению безопасных условий и охраны труда в организации возлагаются в соответствии с Трудовым кодексом Российской Федерации на работодателя.

Работодатель обязан обеспечить:

- безопасность работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, осуществлении технологических процессов, а также применяемых в производстве сырья и материалов;

- применение средств индивидуальной и коллективной защиты работников;

- соответствующие требованиям охраны труда условия труда на каждом рабочем месте;

- режим труда и отдыха работников в соответствии с законодательством Российской Федерации и законодательством субъектов Российской Федерации;

- приобретение за счет собственных средств и выдачу спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты (СИЗ), смывающих и обезвреживающих средств в соответствии с установленными нормами работникам, занятым на работах с вредными или опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением;

- организацию контроля за состоянием условий труда на рабочих местах, а также за правильностью применения работниками средств индивидуальной и коллективной защиты;

- проведение специальной оценки рабочих мест по условиям труда;

- проведение за счет собственных средств обязательных предварительных (при поступлении на работу) и периодических (в течение трудовой деятельности) медицинских осмотров (обследований) работников,

внеочередных медицинских осмотров (обследований) работников по их просьбам в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ними места работы (должности) и среднего заработка на время прохождения указанных медицинских осмотров;

- принятие мер по предотвращению аварийных ситуаций, сохранению жизни и здоровья работников при возникновении таких ситуаций, в том числе по оказанию пострадавшим первой помощи;

- расследование в установленном Правительством Российской Федерации порядке несчастных случаев на производстве и профзаболеваний;

- санитарно-бытовое и лечебно-профилактическое обслуживание работников в соответствии с требованиями охраны труда;

- выполнение предписаний должностных лиц органов государственного надзора и контроля за соблюдением требований охраны труда;

- обязательное социальное страхование работников от несчастных случаев на производстве и профзаболеваний;

- ознакомление работников с требованиями охраны труда.

Работник обязан:

- соблюдать требования охраны труда;

- правильно применять средства индивидуальной и коллективной защиты;

- проходить обучение безопасным методам и приемам выполнения работ, инструктаж по охране труда, стажировку на рабочем месте и проверку знаний требований охраны труда;

- немедленно извещать своего непосредственного или вышестоящего руководителя о любой ситуации, угрожающей жизни и здоровью людей, о каждом несчастном случае, происшедшем на производстве, или об ухудшении состояния своего здоровья, в том числе и о появлении признаков острого профзаболевания (отравления);

- проходить обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические (в течение трудовой деятельности) медицинские осмотры (обследования).

Для создания безопасных условий труда при строительстве скважин, буровая установка оснащается механизмами, приспособлениями и устройствами в соответствии с «Нормативами санитарно-бытового оснащения бригад, занятых бурением и ремонтом скважин», ПБвНиГП 2015г.

5.2 Производственная безопасность

5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Насосный блок, блок емкостей входит в состав буровой установки. В насосном блоке, установлены 2 буровых насоса УНБТ-1180. В данной области производят работы помощник бурильщика ЭиРБ 5 разряда, слесарь по обслуживанию бурового оборудования 6 разряда. Помощник бурильщика ЭиРБ 5 разряда следит за приборами на пульте управления данных насосов, производит ремонт и ревизию, а также пуск и остановку насоса по сигналу бурильщика.

Согласно ГОСТ 12.0.003-74 системы стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы при работе насоса возможны следующие физические, химические и психофизиологические опасные и вредные производственные факторы:

- повышенная загазованность рабочей зоны;
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- повышенный уровень шума;
- повышенный уровень вибрации;
- физические перегрузки.

Согласно СНиП 2.09.04–87 по санитарной характеристике технологический процесс относится к группе Пд – работа на открытом воздухе во все времена года и при неблагоприятных метеорологических условиях; производственные процессы осуществляются при контакте работающих с

водой, глинистым и цементным раствором, сырой нефтью, водой, химическими реагентами.

При выполнении работ на территории природных очагов клещевого энцефалита, персонал обеспечивается костюмами для защиты от гнуса и клещей, состоящий из комплекта трикотажного защитного технического назначения (ТУ 17-53-10-435–82) – нательная и верхняя сетчатые рубашки и наголовная накидка) и костюма мужского летнего, защитного от насекомых (ТУ-17-06-76-94-81), брюки и куртка. Можно использовать защитную одежду, изготовленную из хлопчатобумажной ткани «Нефтяник» (ТУ 17-62-55-73).

5.2.2 Санитарно-гигиенические требования к организации работ

Одна из главных особенностей условий труда персонала – это работа, в основном, на открытом воздухе, а также работа, связанная с перемещениями на территории объекта и между объектами. При низкой (сверхдопустимых норм) температуре окружающей среды тепловой баланс нарушается, что вызывает переохлаждение организма, ведущее к заболеванию. В случае низкой температуры воздушной среды уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организм, что сковывает движения.

В целях нормализации теплового состояния при выполнении работ в холодный период года температура воздуха в местах обогрева поддерживается на уровне 21-25 °С. Помещение оборудовано устройствами для обогрева кистей и стоп, температура которых в диапазоне 35-40 °С.

В целях более быстрой нормализации теплового состояния и меньшей скорости охлаждения организма в последующий период пребывания на холоде, в помещении для обогрева следует снимать верхнюю утепленную одежду.

Во избежание переохлаждения работникам не следует во время перерывов в работе находиться на холоде (на открытой территории) в течение более 10 минут при температуре воздуха до минус 10 °С и не более 5 минут при температуре воздуха ниже минус 10 °С.

Перерывы на обогрев могут сочетаться с перерывами на восстановление функционального состояния работника после выполнения физической работы. В обеденный перерыв работник обеспечивается горячим питанием. Начинать работу на холоде следует не ранее, чем через 10 минут после приема горячей пищи (чая и др.).

При температуре воздуха ниже минус 30 °С не рекомендуется планировать выполнение физической работы категории выше Па. При температуре воздуха ниже минус 40 °С следует предусматривать защиту лица и верхних дыхательных путей.

В обеденный перерыв работники обеспечиваются «горячим» питанием.

Пояс светового климата, где выполняются работы, относится к I.

По задачам зрительной работы производственные помещения согласно принятой строительными нормами и правилами классификации к следующим группам:

I группа – производственные помещения и открытые площадки, на которых расположены основные рабочие места;

II группа – производственные помещения и открытые площадки, где ведется только надзор за работой технологического оборудования;

IV группа – маршевые лестницы, коридоры, проходы, переходы и т. п.

5.2.3 Требования безопасности при эксплуатации бурового оборудования

После окончания монтажа буровой установки все оборудование опробовано без нагрузки под руководством работников служб главного механика и главного энергетика.

В процессе эксплуатации буровую вышку и оборудование осматривают механик и буровой мастер не реже одного раза в два месяца с записью результатов осмотра в журнал проверки технического состояния оборудования.

В случаях, перечисленных ниже, кроме механика и бурового мастера в осмотре принимает участие представитель вышкомонтажной конторы:

- перед спуском обсадной колонны;
- перед началом и после окончания ловильных работ и других аварийных работ, связанных с нагрузкой на вышку;
- после открытых фонтанов и выбросов;
- до начала и после окончания передвижения вышки;
- после сильного ветра со скоростью 15 м/с и выше.

По результатам проверки технического состояния вышки составляется акт и подписывается работниками, производившими осмотр.

Поврежденные детали вышки восстанавливают или заменяют до возобновления работ. Основные виды произведенных ремонтных работ записывают в технические паспорта вышки и оборудования.

Периодичность осмотров или испытаний буровых вышек определяется инструкциями заводов-изготовителей, согласованными с Ростехнадзором. Во всех случаях эксплуатации вышки свыше семи лет она ежегодно осматривается комиссией с участием главных специалистов с составлением акта о ее техническом состоянии и заключении о пригодности вышки к дальнейшей эксплуатации.

Кронблоки, рамы кронблоков и подкронблочные балки вышек и мачт осматриваются с проверкой всех узлов крепления не реже одного раза в два месяца.

На законченной монтажом буровой установке бурение скважины может быть начато после приемки ее комиссией, назначенной приказом по предприятию. Предприятие обязано представить приемочной комиссии для ознакомления геолого-технический наряд, основную техническую документацию на буровое оборудование, акты об его испытаниях, документацию на электрооборудование и заземляющие устройства.

Комиссия составляет Акт о вводе в эксплуатацию буровой установки. Пусковая документация хранится на буровой установке.

Подача напряжения на буровые установки для производства буровых работ разрешается после окончания всех строительно-монтажных и

электроналадочных работ. Напряжение должно быть подано в светлое время суток. Каждая буровая установка обеспечена переносным светильником напряжением не выше 12 В и аварийным освещением от автономного источника питания.

До начала монтажа буровая установка обеспечена радио- или телефонной связью.

Буровая установка укомплектована щитом с приборами контроля за работой механизмов и выполнением технологических процессов. Приборы должны быть хорошо видны с поста бурильщика и защищены от вибрации.

5.3 Экологическая безопасность

Основными источниками загрязнения окружающей природной среды являются:

- буровые и тампонажные растворы;
- сточные буровые воды и шлам;
- пластовые воды;
- продукты испытания скважин;
- продукты сгорания топлива при работе двигателей внутреннего сгорания и котельных;
- материалы для приготовления, утяжеления и химической обработки буровых и тампонажных растворов;
- ГСМ;
- хозяйственно-бытовые сточные воды и твердые бытовые отходы;
- ливневые сточные воды.

Предусматриваемые в проекте природоохранные мероприятия обеспечивают:

- предотвращение загрязнения водных бассейнов и подземных вод жидкими и твердыми отходами;
- устранение вредного влияния на окружающую среду пыления грузов при транспортировании, погрузке, выгрузке и складировании;

- максимально возможную защиту атмосферного воздуха от отработавших газов и дыма;

- защиту прилегающих жилых районов от шума и вибрации.

Поверхностные воды отводят, придавая соответствующий уклон вертикальной планировке площадки и устраивая сети открытого или закрытого водостока, а также с помощью принудительного сброса через водоотводные трубопроводы посредством электрических насосов.

Для снижения шума и вибрации применяем:

- установку машин, при работе которых возникают вибрации, на самостоятельном фундаменте;

- увеличение массы фундаментов вибрирующего оборудования;

- устройство акустических разрывов и акустических швов вокруг фундаментов вибрирующего оборудования;

- применение звукоизолирующих кожухов и др.

Датчики ПДК на объектах бурения, добычи, промыслового транспорта нефти и газа установлены на высоте 0,5 м от уровня земли (пола):

- у основного входа на промплощадку;

- в помещениях у рабочего места персонала.

Дополнительно датчики ПДК установлены на буровой:

- у вибросита на высоте 0,5–0,7 м от его поверхности;

- на рабочей площадке на расстоянии 0,5 м от стола ротора (по горизонтали);

- в подвышечном пространстве на уровне универсального превентора на расстоянии 1 м от оси скважины в направлении преобладающего ветра;

- в насосном помещении между насосами;

- на добывающей скважине:

- у устья скважины на расстоянии 1 м от устья со стороны подхода обслуживающего персонала;

- на объектах промыслового транспорта нефти и газа:

- у камер приема и запуска очистительных устройств на расстоянии 1 м от основного разъема на уровне разъема;
- у дренажной емкости и сепаратора на расстоянии 1 м со стороны подхода обслуживающего персонала;
- на входных манифольдах на расстоянии 1 м от арматуры (один датчик на каждые 10 м зоны обслуживания);
- у надземных кранов-отсекателей промысловых трубопроводов на расстоянии 1 м со стороны подхода обслуживающего персонала.

Датчики дозврывоопасных концентраций (ДВК) на открытых площадках установлены на высоте 0,5–1,0 м от поверхности земли (пола).

Газосигнализаторы обеспечивают подачу предупреждающего светового и звукового сигналов при предельно допустимой концентрации (ПДК) вредных веществ.

Газосигнализаторы диалогово вычислительного комплекса (ДВК) обеспечивают подачу предупреждающего светового и звукового сигналов при концентрации горючих газов 20 % и аварийного – при 50 % от нижнего концентрационного предела воспламенения (НКПВ).

Допускается временное хранение отходов на территории предприятия сроком до одного года без оформления разрешения при соблюдении правил временного хранения отходов. Площадки временного хранения отходов оборудованы таким образом, чтобы свести к минимуму загрязнение окружающей природной среды. Нормирование объемов и условий накопления токсичных промышленных отходов на площадках временного хранения осуществляется в соответствии с нормативно-методическим документом – Предельное количество накопления токсичных промышленных отходов на территории предприятия (организации).

5.4 Безопасность при ЧС

При возникновении открытых нефтяных и газовых фонтанов на буровой необходимо:

- прекратить все работы в загазованной зоне и вывести из нее людей;
- остановить двигатели внутреннего сгорания;
- отключить силовые и осветительные линии электропередач, которые могут оказаться на загазованных участках;
- потушить технические и бытовые топки, находящиеся вблизи фонтанирующей скважины.

На границе территории установлены запрещающие знаки, а при необходимости и посты охраны:

- ввести для увлажнения фонтанирующей струи и на металлоконструкции, контактирующие с ней, максимально возможное количество воды, используя для этого все наличные производственные агрегаты, установленные за пределами загазованной зоны, и средства пожаротушения в целях предупреждения загорания фонтана;
- сообщить о случившемся руководству предприятия и вызвать на буровую военизированное подразделение по предупреждению возникновения и по ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов, пожарную охрану и медицинскую службу;
- соорудить амбар для приема нефти, установить насосы и проложить трубопроводы для перекачки нефти в закрытую емкость.

Работы по ликвидации нефтегазопрооявлений при освоении ведутся в соответствии с разработанным планом под руководством специалистов противofонтанной службы.

Газоопасной ситуацией считают обнаружение сероводорода в воздухе рабочей зоны в концентрациях, превышающих 3 мг/м³ (ПДК), либо получение сообщения об аварии на территории месторождения.

На случай газовой опасности разработан план мероприятий по обеспечению безопасности работающих, включающий в себя:

- систему оповещения о возникновении газоопасной ситуации;
- план эвакуации работающих и места сбора;
- систему радио и телефонной связи бригад с диспетчерской;

- количество и места стоянок вахтовых спецмашин для эвакуации работающих.

В бригадных вагонах-домиках вывешены на видных местах:

- маршруты движения автотранспорта и людей при эвакуации;
- схема возможных мест выделения сероводорода и других сопутствующих вредных веществ;
- роза ветров и преимущественные направления ветра в данной местности;
- карта местности с указанием низин, ложин и других мест возможного скопления сероводорода;
- схема расположения пожарного инвентаря.

Каждая бригада должна быть оснащена рацией с постоянным вызовом. На территории строительной площадки должно быть установлено устройство для подачи звукового сигнала (сирена, релс и т. д.) в случае возникновения газоопасной ситуации.

5.4.1 Пожаровзрывоопасность

В целях предотвращения пожара на буровой установке, которые чаще всего возникают посредством ГНВП, проводятся следующие мероприятия:

- запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки;
- отведение специальных мест для курения и разведения огня;
- установка защитного заземления для исключения возможного возгорания от статического электричества;
- оснащение буровой установки молниезащитой для предупреждения возгорания от удара молнии (РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты оснований и сооружений);
- оборудование буровой средствами пожарными щитами согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме».

В целях предотвращения взрыва на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- исключение наличия источников возгорания;
- испытание сосудов, работающих под давлением, на давление, превышающее рабочее в полтора раза (согласно ПБНГП);
- установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек;
- исключение вероятности достижения НПВ газами, поступающими из скважины, либо парами взрывоопасных веществ.

Нормы НПВ определяются согласно ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ [37]:

- природный газ – не более 4% по объему;
- пары нефти, бензина – не более 1,25% по объему;
- сероводород – не более 4,3% по объему.

Меры по предотвращению достижения НПВ ограничиваются вентиляцией закрытых помещений, хранением нефтепродуктов в закрытой таре, и применением искробезопасного инструмента.

Взрывопожаробезопасность обеспечивается следующими мероприятиями:

- электрооборудование буровой установки, КИП, электрические светильники, средства блокировки, сигнальные устройства и телефонные аппараты, устанавливаются во взрывоопасных зонах площадки строительства скважины во взрывозащищенном исполнении и с уровнем взрывозащиты, соответствующего классу взрывоопасной зоны, виду взрывозащиты – категории и группе взрывоопасной смеси.
- отечественное оборудование имеет маркировку о взрывозащите оборудования, импортное – сертификат изготовления о допустимости эксплуатации его во взрывоопасной зоне;
- эксплуатация электрооборудования при неисправных средствах взрывозащиты, блокировках, нарушениях схем не допускается;

- эксплуатация оборудования и трубопроводов, не прошедших опресовку и техническую диагностику не допускается;

- разработан план ликвидации возможных аварий, в котором, с учетом специфических условий, предусмотрены оперативные действия персонала по предотвращению аварий и ликвидации аварийных ситуаций, исключению возгорания или взрыва, системы оповещения и безопасной эвакуации людей, не занятых в ликвидации аварий.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе на основании исходного технического задания были разработаны оптимальные решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2740 метров на нефтяном месторождении.

Анализ горно–геологических условий бурения позволил спроектировать конструкцию скважины, состоящую из направления, кондуктора, технической и эксплуатационной колонн.

Для эффективного строительства скважины данной конструкции были спроектированы способы, параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. Основываясь на информации о механических свойствах пород были выбраны шарошечное долото под направление и PDC долота для остальных интервалов.

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальные режимы работы буровых насосов, типы, компонентный состав и параметры бурового раствора. Чтобы обеспечить высокую производительность, а также обеспечить вынос шлама было запроектировано 2 насоса УНБТ – 950.

Расчет обсадных колонн на прочность позволил подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн. Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Подобраны рецептуры жидкостей цементирования.

Для строительства и эксплуатации скважины было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКО1-14-178х245 К1, ОП5-280/80х21, АФ6–80/65х14.

Спроектированное техническое решение отвечает требованиям производственной и экологической безопасности.

Работа выполнена с учетом действующих Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, инструкций и регламентов в области строительства скважин. В работе приняты современные технологические решения, позволяющие достигнуть оптимальных технико–экономических

показателей при строительстве скважины, с учетом промышленной и экологической безопасности.

Список использованной литературы

1. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 632 с.: ил.
2. Булатов А.И., Демихов В.И., Макаренко П.П. Контроль процессов бурения нефтяных и газовых скважин. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1998. – 345с.: ил.
3. Середа Н.Г., Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. Учеб. для вузов. – М.: Недра, 1974. – 456 с.
4. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 679 с.
5. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1978. – 471 с.
6. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учеб. пособие для вузов. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. – 424 с.
7. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 679 с.
8. Трубы нефтяного сортамента: Справочник/Под общей редакцией А.Е. Сарояна. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1987. – 488 с.
9. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 670 с.
10. Буровое оборудование: Справочник: В 2-х т. – М.: Недра, 2000. – Т. 1. – 269 с.
11. Бредо Г.Д. Проектирование режима бурения. – М.: Недра, 1988.
12. Спивак А.И., Попов А.Н. Разрушение горных пород при бурении скважин. – М.: Недра, 1986.

13. «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm
14. «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» http://www.opengost.ru/iso/75_gosty_iso/75020_gost_iso/14403-mezhotraslevye-normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinahproburenyh-na-neft-i-gaz.XTML
15. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин. <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.htm>
16. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I. Раздел I Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин.
17. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть II. Раздел II Строительные и монтажные работы.
18. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть III. Раздел III. Бурение и испытание на продуктивность скважин.
19. Белов, Сергей Викторович. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды (техносферная безопасность): учебник для академического бакалавриата / С. В. Белов. - 5-е изд., перераб. и доп. - Москва: Юрайт ИД Юрайт, 2015. - 703 с. Ссылка на электронный каталог НТБ ТПУ.
20. СанПиН 2.2.4.3359-16 "Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах".
21. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.
22. Мастрюков, Борис Степанович. Безопасность в чрезвычайных ситуациях в природно-техногенной сфере. Прогнозирование последствий: учебное пособие / Б. С. Мастрюков. — Москва: Академия, 2011. — 368 с.: ил. — Высшее профессиональное образование. Безопасность жизнедеятельности. — Библиогр.: с. 364-365.

23. Безопасность жизнедеятельности: практикум / Ю.В. Бородин, М.В. Василевский, А.Г. Дашковский, О.Б. Назаренко, Ю.Ф. Свиридов, Н.А. Чулков, Ю.М. Федорчук. — Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. — 101 с.

24. Безопасность жизнедеятельности: учебное пособие / О.Б. Назаренко, Ю.А. Амелькович. — Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. — 178 с.

Приложение А

ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

Таблица А.1 – Коэффициенты кавернозности по интервалам

Интервал, м	Коэффициент кавернозности
0-30	1,4
30-450	1,3
450-2253	1,4
2253-2730	1,2

Таблица А.2 – Механические свойства горных пород по интервалам

Интервал, м	Категория пород по промысловой классификации	Абразивность
0-230	М	10
230-420	М	4
420-762	С	10
762-2655	Т	10
2655-2730	Т	10

Таблица А.3 – Градиенты давлений по интервалам

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Градиент, кгс/см ² на м	
	от (верх)	до (низ)	Пластового давления	Гидроразрыва пород
1	2	3	4	5
Q	0	762	0,100	0,180
P _{2tl}				
K _{2kz}				
K _{1tr}	762	2327	0,101	0,170
K _{1klm}	2327	2730	0,102	0,170
J _{3bg}				
J _{3vs}				
Интервал		Градиент, кгс/см ² на м		
от (верх)	до (низ)	Пластового давления		Гидроразрыва пород
2	3	4		5
0	600	0,100		0,200
600	762	0,100		0,180
762	2253	0,101		0,180
2253	2327	0,101		0,170

2327	2730	0,102	0,170
------	------	-------	-------

Таблица А.4 – Данные о продуктивных пластах

Пласт	Интервал, м		Тип флюида	Плотность в пластовых условиях, кг/м ³ (для газа -относительная плотность по воздуху)	Свободный дебит, м ³ /сутки	Давление насыщения, МПа
	от	до				
БВ ₈	2655	2710	нефть	760	250	70

Таблица А.5 – Основные осложнения, встречающимися в разрезе скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения
	От	До	
Q-P1-3	0	450	Поглощение
K1-2pk	762	1647	
Q – P1-3	0	450	Осыпи и обвалы
K1-2	450	1647	
K _{1tr}	2253	2327	
K1-2	762	1647	Водопроявление
K1	1647	2627	
J3– J1-2	2655	2660	Нефтепроявление

Приложение Б

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направления (0-40 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
0	40	393,7 (15 1/2) GRDP215	250	0,65
		Переводник П-177/171	93	0,517
		КЛС 390 М	515	1,64
		Переводник М-171/161	61	0,538
		УБТС2-203	3852	18
		Переводник П-161/163	90	0,53
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		Переводник П-163/162	87	0,521
		ПК-127х9,19 Е	538	17
Σ			5528,89	40

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (40-760 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
40	760	295,3 (11 5/8) FD516M	156,9	0,3
		К 295 МС	114	0,9
		Д1-240М	1842	7,228
		Переливной клапан ПК-240РС	105	0,48
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		Переводник П-171/152	87	0,521
		К 295 МС	114	0,9
		Переводник П-152/161	87	0,521
		УБТС2-203	2568	12
		Переводник П-161/147	60	0,517
		УБТС2-178	4680	30
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	22032,92	706
Σ		29691,92	760	

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (760-2655 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
760	2655	220,7 (8 11/16) FD613МНВ	90,4	0,3
		К 220 СТ	58	0,4
		Д2-172РС	1198	8,53
		Переливной клапан ПК-172РС	103	0,84
		Обратный клапан КОБ 172РС	98	0,93
		Переводник П-133/147	31	0,51
		УБТС2-178	7488	48
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	81015	2595
Σ			90144	2655

Таблица Б.4 – КНБК для отбора керна (2655-2710 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
2655	2710	220,7/100 СВ913МН	36,7	0,2
		КИ 7.1. 195/100	700	7,8
		Переводник П-161/147	40	0,5
		УБТС2-178	3744	24
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	83575	2677
Σ			88159	2710

Таблица Б.5 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (вертикального участка под ЗУМППФ) (2710-2740 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
2710	2740	220,7 (8 11/16) FD613МНВ	90,4	0,3
		К 220 СТ	58	0,4
		Переводник П 117-147	30	0,457
		УБТС2-178	3744	24
		Переводник П-147/117	31	0,35
		К 220 СТ	58	0,4
		Переводник П 117-147	30	0,457
		УБТС2-178	3744,0	24
		Обратный клапан КОБ 172РС	98	0,93
		Переводник П-147/162	30	0,457
		ПК-127х9,19 Е	83970	2690
Σ		91884	2741,387	

Таблица Б.6– Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	Наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	Толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	Нарастающая с учетом КНБК	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	2655	ПК-127х9,19 Е	127	Е	9,19	3-162	2595	81,01	90,14	1,48	1,55
бурение	0	2740	ПК-127х9,19 Е	127	Е	9,19	3-162	2690	83,97	91,88	1,45	1,52

Приложение В

Таблица В.1– Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см2 к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	40	БУРЕНИЕ	0,4	0,053	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	17,3	95,4	391,5
Под кондуктор									
40	610	БУРЕНИЕ	1,4	0,077	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	12,5	93,1	301,7
Под эксплуатационную колонну									
610	2665	БУРЕНИЕ	13,2	0,084	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	10,5	82,3	144,6
610	2740	БУРЕНИЕ	13,5	0,084	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	10,5	82,3	144,6

Таблица В.2 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Кол-во	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	40	БУРЕНИЕ	УНБТ-750	2	0,95	180	155,7	85	120	32,49	64,98
40	610	БУРЕНИЕ	УНБТ-750	2	0,95	170	174,6	85	110	52,64	52,64
610	2665	БУРЕНИЕ	УНБТ-750	1	0,95	170	174,6	85	135	32,3	32,3
610	2740	БУРЕНИЕ	УНБТ-750	1	0,95	170	174,6	85	135	32,3	32,3

Таблица В.3– Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см2	Потери давления (в кгс/см2) для конца интервала в				
				эл-тах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	40	БУРЕНИЕ	73,6	60,2	0	3,3	0,1	10
40	610	БУРЕНИЕ	160,8	57,3	56,4	35,6	1,4	10
610	2665	БУРЕНИЕ	150,2	44,8	34,6	47,7	13,2	10
610	2740	БУРЕНИЕ	150,2	44,8	0	49	13,5	10

Приложение Г

Таблица Г.1 – Компонентный состав бентонитового раствора под направление

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Кальцинированная сода	1
Глинопорошок	60
Каустическая сода	1
ФХЛС	1

Таблица Г.2 – Технологические свойства бентонитового раствора под направление

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,121
Условная вязкость, с	90-100
Содержание песка, %	< 2

Таблица Г.3 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора под кондуктор

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Кальцинированная сода	1
Глинопорошок	12
Каустическая сода	1
РАС HV	0,4
Пеногаситель	1
РАС LV	0,12
Reolub	5

Таблица Г.4 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора под кондуктор

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,121
Условная вязкость, с	45-70
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	4-8/6-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	<6
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5

Таблица Г.5 – Компонентный состав ингибирующего раствора под эксплуатационную колонну

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Кальцинированная сода	1
Каустическая сода	1
РАС HV	2
Пеногаситель	0,2
РАС LV	0,12
DUO-VIS	3
POTASSIUM CHLORIDE	50

Таблица Г.6 – Технологические свойства ингибирующего раствора под эксплуатационную колонну

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,092
Условная вязкость, с	30-50
Пластическая вязкость, сПз	10-20
ДНС, дПа	40-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-20/30-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	4-6
pH	9-10
Содержание песка, %	< 0,5

Таблица Г.7 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–2740 м

Направление интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
0	40	40	393,7	-	1,40	6,3
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,1
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 4,1
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 51,3
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} = 55,7
Кондуктор интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
40	610	570	295,3	303,9	1,35	71,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 2,0
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 44,5
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 3,0

Продолжение таблицы Г.7

Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 116,9$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{бр} = 166,4$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3 = 190,2$
Экспл. колонна интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	$k_{каверн.}$	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
610	2740	2130	220,7	224,5	1,25	121,1
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{фил} = 4,8$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{пот} = 60,1$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{спо} = 9,4$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 247,2$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{бр} = 321,5$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3 = 363,3$

Таблица Г.8 – Регламент контроля параметров бурового раствора по интервалам бурения

Параметры бурового раствора	Под направление	Под кондуктор	Под тех. колонну/эксплуат. колонну
Плотность	1 раз/0,5 час	1 раз/0,5 час	1 раз/0,5 час
Условная вязкость	1 раз/0,5 час	1 раз/0,5 час	1 раз/0,5 час
Пластическая вязкость (API)		2 раз/сут	2 раз/сут
Динамическое напряжение сдвига (API)		2 раз/сут	2 раз/сут
СНС 10с/10мин (API)		1 раз/4 час	1 раз/4 час
МВТ, содержание твердой фазы		2 раза/сут	2 раз/сут
Жесткость по Ca^{2+}		2 раза/сут	2 раз/сут
Содержание хлорид-ионов		2 раза/сут	2 раз/сут
Водоотдача, толщина корки	1 раз/4 час	1 раз/4 час	1 раз/4 час
рН	1 раз/4 час	1 раз/4 час	1 раз/4 час
Содержание песка	1 раз/4 час	2 раза/сут	2 раза/сут

Таблица Г.9 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	направление		кондуктор		Эксплуатационная колонна		Итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустик	Поддержание pH	25	55,70	2,22	190,15	7,60	363,34	14,50	609,19	25
Глина ПММБ	Структурообразователь	1000	3342,31	3,34	2281,84	2,28		0,00	5624,15	6
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	25	55,70	2,22	190,15	7,60	363,34	14,50	609,19	25
ФХЛС	Понизитель вязкости	25	55,70	2,22					55,70	3
PAC-HV	Понизитель фильтрации	25			76,06	3,04	726,68	29,06	802,74	33
Пеногаситель	Снижение поверхностного натяжения	172			190,15	1,10			190,15	2
PAC-LV	Стабилизатор, регулятор	25			22,80	0,91	43,63	1,74	66,41	3
Reolub	Смазочная добавка	172			950,76	5,52			950,76	6
Барит	Утяжелитель	1000					34458,71	34,45	34458,71	35
X-lube	Смазочная добавка	172					1453,36	8,44	1453,36	9
DUO-VIS	Структурообразователь	25					1090,02	43,60	1090,02	44
POTASSIUM CHLORIDE	Предотвращение набухания глини	1000					18167,01	18,16	18167,01	19

Приложение Д

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и

ресурсосбережение

Таблица Д.1 - Сводный сметный расчет

№	№ смет- ного рас- чета	Наименование работ и затрат	Стоимость тысяч рублей
			Прямые затраты
Раздел I. Подготовительные работы к строительству скважины			
1	1.1	Подготовка площади, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач.	61121
2	1.2	Разборка трубопроводов, линий передач.	229
3	1.3	Техническая рекультивация земель	12192
Итого по подготовительным работам			73542
Раздел II. Вышкостроение и монтаж оборудования			
4	2.1	Строительство и монтаж	151301
5	2.2	Разборка и демонтаж	1210
6	2.3	Монтаж оборудования для испытания	450
7	2.4	Демонтаж оборудования для испытания	140
Итого по вышкостроению и монтажу			153101
Раздел III. Бурение и крепление			
8	3.1	Бурение скважины	49726
9	3.2	Крепление скважины	118103
Итого по бурению и креплению			167829
Раздел IV. Испытание скважин			
10	4.1	Испытание в процессе бурения	7190,4
11	4.2	Испытание объекта	42595
12	4.3	Оборудование устья скважины	3418
Итого по испытанию			53203
Раздел V. Промыслово-геофизические работы			
13	5.1	11% от раздела III и IV	24313
Итого по промыслово-геофизическим работам			24313
Раздел VI. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время			
14	6.1	Дополнительные затраты при производстве строитель- ных и монтажных работ в зимнее время 5,4% от раз- дела I и II	12238
15	6.2	Снегоборьба 0,4% от раздела I, II, III, IV	1790
16	6.3	Эксплуатация теплофикационной котельной уста- новки	40910
Итого по разделу VI			54938
ИТОГО прямых затрат по разделам I-IV			526926
Раздел VII. Накладные расходы			
17	7.1	Накладные расходы 25 % от суммы по разделам I-IV	131731
Итого по разделу VII			131731

Продолжение таблицы Д.1

1	2	3	4
Раздел VIII. Плановые накопления			
18	8.1	Плановые накопления 5 % от суммы на итог прямых затрат по разделам I-VII	32932
Итого по разделу VIII			32932
ИТОГО с накладными и плановыми			691589
Раздел IX. Прочие работы и затраты			
19	9.1	Премияльные доплаты 24,5 %	169439
20	9.2	Надбавка за вахтовый метод работы 4,4%	30429
21	9.3	Северные льготы 2,98%	12128
22	9.4	Лабораторные работы 0,15%	3315
23	9.5	Авиатранспорт	43447
24	9.6	Транспортировка вахт	9618
25	9.7	Перевозка вахт до г.Томска	18623
26	9.8	Услуги связи на период строительства скважины	4500
27	9.9	Топографо-геодезические работы	6200
28	9.10	Бурение скважины на воду	25000
29	9.11	Услуги по отбору и транспортировке керн	32632
Итого прочих затрат и работ			335331
ИТОГО по разделам I-IX			1046920
Раздел X. Резерв средств на непредвиденные расходы			
30	10.1	Резерв средств на непредвиденные расходы 2,4 % от итоговой суммы	25126
ИТОГО			1072046
Подрядные работы			
Раздел XI. Авторский надзор			
31	11.1	Авторский надзор 0,2 % от суммы по разделам I-X	2144
Итого по подрядным работам			2144
ВСЕГО ПО СМЕТЕ			219349598
НДС 20 %			43869920
ВСЕГО с учетом НДС			263219 518

Таблица Д.2 - Нормативная карта вертикальной разведочной скважины на нефтегазовом месторождении (Красноярский край)

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные с проходкой, ч	Всего времени на интервал бурения, ч
						на 1 м бурения	на весь интервал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение под направление	393,7 (15 1/2) GRDP215	460	0,09	0-40	40	0,028	1,08	0,47	1,55
Бурение по кондуктор	295,3 (11 5/8) FD516M	810	0,89	40-760	720	0,028	20,16	9,44	27,92
Бурение под эксплуатационную колонну	220,7 (8 11/16) FD613MHB	1400	1,41	760-2740	1980	0,032	63,36	37,19	95,43
Всего			2,39		2740		84,60	47,1	124,9
Крепление: -направления - кондуктора - эксплуатационная									3,56 31,9 32,4
Установка центраторов: -направления - кондуктора - эксплуатационная			2 22 65						0,03 0,24 0,44
ОЗЦ: -направления - кондуктора - эксплуатационная									8 48 48

Продолжение таблицы Д.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Разбуривание цементной пробки (10м): -направления - кондуктора - эксплуатационная				30-40 750-760 2730- 2740					1,01 2,21 -
Промывка скважины (1 цикл): -направления - кондуктора - эксплуатационная									0,05 0,25 0,50
Спуск и подъем при ГИС									5,84
Геофизические работы									25
Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ									8,08
Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизические работы)									284,94
Ремонтные работы (6,6 %)									18,81
Общее время на скважину									328,75

Таблица Д.3 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы,	Подготовит. работы	Направление	Кондуктор	ЭК
---------------------	-------------------	--------------------	--------------------	-------------	-----------	----

			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут		27634,4	3,00	82903,16	-	-	-	-	-	-
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты, зависящие от времени										
Повременная з/п буровой бригады	сут	214,16	2	428,32	-	-	-	-	-	-
Расчет по страховым взносам, 30%		-	-	128,496	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	229,96	-	-	1,99	458,3	3,98	915,2	18,4	4231
Расчет по страховым взносам, 30%		-	-	-	-	137,49	-	274,5	-	1269
Повременная з/п доп. Рабочих на заготовку раствора в одну смену	сут	17,95	2	35,9	-	-	-	-	-	-
Расчет по страховым взносам, 30%		-	-	10,77	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п доп. Рабочих на заготовку раствора в одну смену	сут	19,25	-	-	1,99	38,3	3,98	76,6	18,4	354,2
Расчет по страховым взносам, 30%		-	-	-	-	11,5	-	22,9	-	106,3
Повременная з/п слесаря	сут	11,20	2	22,4	-	-	-	-	-	-
Расчет по страховым взносам, 30%		-	-	6,72	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п слесаря	сут	11,97	-	-	1,99	23,8	3,98	47,6	18,4	220,2
Расчет по страховым взносам, 30%		-	-	-	-	7,1	-	14,3	-	66,1
Повременная з/п д эл/монтера	сут	11,20	2	22,4	-	-	-	-	-	-
Расчет по страховым взносам, 30%		-	-	6,72	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п эл/монтера	сут	11,97	-	-	1,99	23,8	3,98	47,6	18,4	220,2
Расчет по страховым взносам, 30%		-	-	-	-	7,1	-	14,3	-	66,1
Повременная з/п вышкономонтажной бригады	сут	165,50	2	331	-	-	-	-	-	-
Расчет по страховым взносам, 30%		-	-	99,3	-	-	-	-	-	-
Содержание бурового оборудования	сут	222,28	2	444,56	1,99	442,3	3,98	884,67	18,4	4084,9
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании	сут	407,50	2	815	1,99	810,9	3,98	1621,85	18,4	7498

Материалы и запасные части при бурении ГЗД	сут	153,75	-	-	-	-	3,98	611,93	18,4	2829
Содержание комплекта ГЗД	сут	122,28	2	244,56	1,99	242,2	3,98	486,6	18,4	2249,2
Содержание бурильных труб	сут	30,86	2	61,72	1,99	61,41	3,98	122,8	18,4	567,8
Содержание полевой лаборатории	сут	22,86	2	45,72	1,99	45,5	3,98	90,9	18,4	420,6

Содержание средств диспетчерского контроля	сут.	8,9	2	17,8	1,99	17,7	3,98	35,42	18,4	163,76
Содержание ДЭС	сут.	15,25	2	30,5	1,99	30,34	3,98	60,695	18,4	280,6
Электроэнергия	кВт/сут.	140,5	2	281	1,99	279,6	3,98	559,19	18,4	2585,2
Содержание ЛЭП	сут.	26	2	52	1,99	51,7	3,98	103,48	18,4	478,4
Содержание техники и оборудования для монтажа	сут	456	2	912	1,99	907	3,98	1814,88	18,4	4682,4
Дежурство бульдозера	сут	177,60	2	355,2	1,99	353	3,98	706,88	18,4	3267,8
Амортизация вагон-домиков	сут	194,12	2	388,24	1,99	386	3,98	772,59	18,4	3571,8
Техническая вода	м3	2,9	-	-	22,8	66,12	109	316,1	114	330,6
Порошок бентонитовый марки Б	т	75,4	-	-	1,44	108,5	4,6	346,8	5,3	399,62
Сода каустическая	т	220,5	-	-	0,02	4,41	0,1	22,1	0,32	70,56
Сода кальцинированная марки	т	77,5	-	-	0,02	1,55	0,06	4,65	0,06	4,65
Полиакриламид	т	215,6	-	-	-	-	5,7	1228,9	16,4	3535,8
КМЦ	т	1144	-	-	-	-	0,23	263,12	0,25	286
Биополимер	т	1350	-	-	-	-	0,9	1215	1	1350
ПАЦ НВ	т	800	-	-	-	-	-	-	1,5	1200
ПАЦ ВВ	т	1622	-	-	-	-	-	-	0,98	1605
Ингибитор	т	652	-	-	-	-	-	-	0,04	26,08
Смазочная добавка	т	536	-	-	-	-	-	-	0,2	107,2
ПАВ	т	692	-	-	-	-	-	-	0,2	138,4
Инкапсулятор	т	983	-	-	-	-	-	-	0,5	491,5
Экопак- СЛ	т	865	-	-	-	-	-	-	0,36	311,4
Мраморная крошка	т	198,6	-	-	-	-	-	-	9,8	1940
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	25,3	-	-	24,2	612,26	120	3036	150	3795
Итого затрат зависящих от времени, руб			4740		5127		15717		35322	

Продолжение таблицы Д.3

Затраты, зависящие от объема работ										
393,7 (15 1/2) GRDP215	шт	2686,4	-	-	0,14	376,1	-	-	-	-
295,3 (11 5/8) FD516M	шт	4852,7	-	-	-	-	0,3	1455,8	-	-
220,7 (8 11/16) FD613MHB	шт	5234,4	-	-	-	-	-	-	0,86	4501,58
220,7/100 CB913MH	шт	5232	-	-	-	-	-	-	0,32	1674,24
К 295 MC	шт	458,9	-	-	-	-	0,4	183,6	-	-

Продолжение таблицы Д.3

К 220 СТ	шт	442,6	-	-	-	-	-	-	0,8	354,1
----------	----	-------	---	---	---	---	---	---	-----	-------

Транспортировка труб и долот	т	4,91	-	-	21,2	104,1	22,6	111	45,2	221,9
Транспортировка вахт, руб	смена	1268								
Итого затрат зависящим от объема работ, руб	-	-	0		575,74		1773,7		6799	
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	-	-	4740		5702,74		17490,7		42 121	
Всего по сметному расчету, Руб.	70054,44									

Таблица Д.4 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Э К	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	6	7	8	9	10	11
Затраты, зависящие от объёма работ								
Башмак колонный БКМ-323,9	шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-
Башмак колонный БКМ-244,5	шт	65	-	-	1	65	-	-
Башмак колонный БКМ-177,8	шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5
Центратор ЦЦ-244,5/295	шт	25,4	-	-	15	381	-	-
Центратор ЦПН-177,8/216	шт	18,7	-	-	-	-	86	1608,2
ЦКОДМ-323,9	шт	125,6	1	125,6	-	-	-	-
ЦКОДМ-244,5	шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-
КОДГ-178	шт	105	-	-	-	-	1	105
Продавочная пробка ПРП-Ц-323,9	шт	80,5	1	80,5	-	-	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-244,5	шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-177,8	шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12

Продолжение таблицы Д.4

Головка цементировочная ГЦУ-323,9	шт	3960	1	3960	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-244,5	шт	3320	-	-	1	3320	-	-

Головка цементирующая ГЦУ-177,8	шт	2880	-	-	-	-	1	2880
Обсадные трубы 323,9х12,1	м	37,21	80	1488,4	-	-	-	-
Обсадные трубы 244,5х10,6	м	28,53	-	-	960	18829	-	-
Обсадные трубы 177,8х8,1	м	23,67	-	-	-	-	1580	52074
Обсадные трубы 177,8х9,2	м	19,96					140	2595
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-150	т	26,84	2,23	59,8 5	21,87	594.35	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-III-100	т	29,95	-	-	-	-	5.796	173.6
Техническая вода	м3	2,9	5	14,3	26.56	77	57.41	166.5
Заливка колонны, тампонажный цех	агр /оп	145,9 9	2	291,98	3	437,97	6	875,94
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,8	16,7 7	21,87	131,4	56,9	342
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1	36,4	2	72,8	2	72,8
Опресовка колонны, тампонажный цех	агр/оп	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6	-	-	1	80,6	1	80,6
Работа ЦА-320М	шт	36,8	2	73,6	3	110,4	6	220,8
Работа УС6-30	шт	36,8	1	36,8	3	110,4	4	147,2
Работа КСКЦ 01	шт	40,8	-	-	-	-	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49	24	371,76	24	371,76	24	371,76
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	2,23	41,84	34,8	652,85	80,4	1508,3
Транспортировка вахт, руб		1268						
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	-	-	6770		25494		26123	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	1							
Всего по сметному расчету, руб	58387							